

3446

fr

0

1 luglio 2020

Repubblica e Cantone Ticino
Consiglio di Stato
Piazza Governo 6
Casella postale 2170
6501 Bellinzona
telefono +41 91 814 43 20
fax +41 91 814 44 35
e-mail can-sc@ti.ch

Repubblica e Cantone
Ticino

Il Consiglio di Stato

Ufficio federale dell'energia
Divisione Efficienza energetica ed energie
rinnovabili
Servizio Coordinamento
3003 Berna

e-mail (pdf e word): EnG@bfe.admin.ch

Revisione della legge sull'energia (misure di promozione a partire dal 2023): procedura di consultazione

Gentili signore,
egregi signori,

con lettera del 3 aprile 2020 ci avete inviato una richiesta di presa di posizione sul progetto preliminare di revisione della legge sull'energia (misure di promozione a partire dal 2023). Vi ringraziamo per l'opportunità che avete voluto riservarci per esprimere le nostre osservazioni in merito.

A titolo generale, si osserva come le modifiche presentate dal Consiglio Federale con la revisione della Legge sull'energia (LEne) concernono importanti aspetti relativi alle misure di promozione delle energie rinnovabili a partire dal 2023.

Il mantenimento ed il rafforzamento degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili indigene anche dopo il 2020 è fondamentale per assicurare a lungo termine la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera. In particolare, si accoglie positivamente la proposta di abbandonare il sistema di remunerazione dell'energia immessa in rete mantenendo unicamente il contributo d'investimento (rimunerazione unica) per tutti i sistemi di produzione (impianti fotovoltaici, idroelettrici, a biomassa, eolici e geotermici). Contemporaneamente nel settore del solare viene incentivato anche l'aspetto della competitività tramite l'introduzione di un sistema basato su bandi di gara (aste) per gli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni.

Pur accogliendo favorevolmente il prolungamento delle misure di promozione si evidenziano alcune problematiche che necessitano di essere prese in considerazione affinché la revisione della legge sia condivisibile nel suo complesso.

- Ruolo centrale dell'idroelettrico

Innanzitutto si rileva un'evidente incoerenza fra i criteri alla base degli incentivi e la loro applicazione. Nel rapporto esplicativo si può infatti leggere *"Sin dall'inizio della promozione delle energie rinnovabili il Consiglio federale si è sempre preoccupato che ciò avvenisse nel modo più efficiente possibile. L'obiettivo è quello di raggiungere il maggior incremento possibile per ogni franco investito."* e *"[...] aumentare gli incentivi agli investimenti negli impianti nazionali di produzione elettrica da fonti rinnovabili e assicurare a lungo termine la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico."*

In altre parole alcuni dei principali criteri per gli incentivi agli investimenti indicati dal Consiglio Federale sono: incremento della produzione di energie rinnovabili indigene; efficienza per ogni franco investito nell'ottenere il maggior incremento possibile e sicurezza di approvvigionamento a lungo termine grazie all'incremento delle produzioni incentivate.

Per ottenere ciò bisognerebbe tuttavia tenere conto di tutti gli aspetti per determinare gli incentivi alle varie energie rinnovabili in funzione dei criteri summenzionati. Si pensi ad esempio alla sostenibilità ambientale, al bilancio energetico di tutto il ciclo di vita, all'efficienza, o al contributo alla garanzia a lungo termine per assicurare l'approvvigionamento indigeno, in particolare quello invernale.

Le modalità di sostegno attuali, ma anche quelle future proposte nella revisione di legge in questione, non adempiono completamente ai criteri di incremento, efficienza e sicurezza di approvvigionamento e dovrebbero pertanto essere rivalutate. E ciò anche alla luce dell'indicazione contenuta nella scheda informativa 2 del 3 aprile 2020 in cui viene indicato chiaramente che la revisione della legge sull'energia contribuisce anche al raggiungimento degli obiettivi della politica climatica svizzera.

Il rapporto esplicativo ribadisce inoltre che gli impianti idroelettrici di grandi dimensioni ricoprono un ruolo fondamentale per l'incremento dell'idroelettrico, che le centrali ad accumulazione rappresentano un elemento centrale per la sicurezza dell'approvvigionamento e che occorre potenziare ulteriormente la produzione accumulabile. La produzione idroelettrica rappresenta dunque un pilastro fondamentale della Strategia energetica 2050, tuttavia le basi su cui si fondano in particolare gli obiettivi di incremento dell'elettricità a partire da energie rinnovabili non sono, a nostro modo di vedere, sufficientemente attendibili. A nostro avviso è stata fatta un'interpretazione ambiziosa del potenziale idroelettrico a disposizione con la fine delle concessioni in essere. Il rinnovo di una concessione è analogo al rilascio di una nuova concessione e questo non solo secondo la legislazione vigente in materia di utilizzazione delle acque e quella ambientale, ma anche dal punto di vista tecnico ed economico. La Confederazione invece considera come acquisita l'attuale produzione idroelettrica detraendo unicamente, in maniera forse troppo ottimistica, la perdita di produzione a seguito dell'applicazione integrale dei deflussi minimi. Entro il 2050 in Svizzera giungeranno a scadenza la gran parte delle concessioni esistenti e quello che preoccupa è che non si conosce a quali condizioni, quasi sicuramente più restrittive, questi grandi ed importanti impianti idroelettrici potranno continuare a funzionare e con quali ripercussioni sulla loro produzione di energia.

Obiettivo indicato dal Consiglio federale è anche quello di creare condizioni di investimento stabili e affidabili. Il sistema di promozione alla base del presente progetto di revisione della LEna prolunga effettivamente gli incentivi fino al 2035 ma ciò non è sufficiente se si tiene conto delle lunghe tempistiche per l'approvazione delle domande per nuove concessioni o rinnovi di concessione, dei tempi di realizzazione e della durata delle concessioni per gli impianti idroelettrici. L'instabilità dei prezzi di mercato dell'elettricità, negli ultimi anni così bassi da non permettere nemmeno la copertura dei costi di produzione, ha creato e crea grossi problemi alle centrali idroelettriche. Il peggio sembrava essere passato con la ripresa dei prezzi di mercato nel 2018 e ad inizio 2019. Invece già nella seconda parte del 2019 ed ancor più questa prima parte del 2020 con la crisi economia conseguente alla pandemia da covid-19 i prezzi di mercato

dell'elettricità sono crollati. Il premio di mercato introdotto per mitigare le perdite dei produttori che dovevano vendere la propria preziosa energia idroelettrica indigena a prezzi di mercato inferiori ai costi di produzione scadrà a fine 2022 e malgrado il prolungo del contributo d'investimento manca una garanzia a lungo termine a sostegno del rinnovo delle concessioni o per le riversioni dei grandi impianti idroelettrici.

Infine nel caso in cui la modifica della legge sull'energia non dovesse entrare in vigore per inizio 2023 si chiede che siano transitoriamente mantenuti in vigore le attuali misure di promozione delle energie rinnovabili sia per quanto riguarda il sistema di remunerazione dell'energia immessa in rete, ma soprattutto anche il premio di mercato.

- Sostegno alla protezione e al risanamento ecologico degli ecosistemi acquatici

La modifica della LEnE propone di concedere maggiore sostegno finanziario alle fasi di progetto più costose (nuova costruzione, ampliamento) mediante contributi di investimento in sostituzione del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità RIC. Una volta costruiti/ammodernati gli impianti, è *"il promotore del progetto che deve confrontarsi con le forze del mercato e ottimizza l'esercizio dell'impianto e la produzione elettrica secondo i prezzi applicati sul mercato dell'energia, producendo, ad esempio, più energia nei momenti in cui il prezzo è maggiore e viceversa. Inoltre, la Confederazione non è più vincolata per anni ai progetti a causa della remunerazione e può così sostenerne di altri."* (cap. 4.1.2 rapporto esplicativo).

Tale indirizzo stimola la nascita di nuovi progetti che rischiano di non farcela economicamente, illudendo promotori e investitori e incrementando il rischio di speculazioni economiche. Occorre inoltre tenere conto anche del fatto che un progetto idroelettrico può arrecare un pregiudizio all'ecosistema, quindi un ritorno allo stato antecedente in caso di fallimento di un impianto non redditizio è da considerarsi lungo e problematico. A ciò si aggiungono anche i costi legati allo smantellamento delle strutture, sempre se ciò sia reputato fattibile.

L'ottimizzazione della produzione per sfruttare il variare del prezzo di mercato genera tipicamente deflussi discontinui e l'implementazione delle misure costruttive atte a prevenire questo fenomeno sono di difficile attuazione per gli impianti esistenti. Il rapporto che riassume lo stato del risanamento della forza idrica (cfr. "Rinaturazione delle acque svizzere: stato del risanamento ecologico della forza idrica 2018", DATEC-UFAM 2018) indica che a fine 2018 soltanto il 2% dei provvedimenti era stato implementato (e appena il 17% era stato avviato), a fronte del 25% previsto per lo stesso orizzonte temporale. Occorre quindi intensificare gli sforzi per il risanamento ecologico della forza idrica al fine di poter raggiungere gli obiettivi prefissati.

Considerato quanto precede, e in particolare la salvaguardia del patrimonio naturalistico dei nostri corsi d'acqua, l'accento va posto a nostro avviso maggiormente sulla promozione di grandi impianti ad alta resa in grado di garantire sia la produzione che la redditività degli investimenti, mentre risulta meno sostenibile promuovere impianti che contribuiscono solo in modo marginale alla produzione complessiva (così come invece prevede la revisione dell'art. 26, con particolare riferimento al cpv. 1 lett. b) e c)).

Gli ambienti acquatici stanno già pagando pesantemente le conseguenze del cambiamento climatico (aumento temperature, regimi di magra e secca più frequenti, alterazione stagionalità delle precipitazioni e delle riserve invernali d'acqua). Un maggiore sfruttamento dell'idroelettrico da piccoli impianti per contenere le emissioni di CO₂ va ulteriormente a scapito della biodiversità legata agli ambienti acquatici, secondo pilastro della protezione dell'ambiente e va pertanto valutata e ponderata in maniera approfondita.

- Impianti fotovoltaici

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici si giudica positivamente la decisione di aumentare fino al 60 % il contributo all'investimento per le installazioni che non possono fare autoconsumo (art. 25 cpv.3). Si rileva però che il testo di legge stabilisce unicamente che un impianto che immette in rete tutta l'energia elettrica prodotta potrà ricevere un contributo all'investimento maggiore, in questa maniera si lascia però la possibilità al proprietario di decidere la soluzione economicamente più vantaggiosa e non si valorizza l'energia prodotta in loco. Si propone quindi di limitare questa soluzione agli impianti realizzati in contesti particolari, dove tecnicamente non è possibile effettuare autoconsumo. Inoltre si propone di riservare questa possibilità unicamente ai grandi impianti. Si segnala anche che nel testo attuale non si specifica per quanto tempo un impianto è vincolato ad immettere in rete tutta l'energia prodotta prima di poter modificare lo schema elettrico.

In merito all'art.25a, pur condividendo il principio delle aste per la remunerazione unica, si ritiene che sia importante utilizzare questa procedura unicamente per le installazioni di grandi dimensioni aventi anche un'importanza regionale. Nell'attuale ordinanza sono definiti come grandi impianti quelli a partire da 100 kWp. Tuttavia per quanto concerne la possibile futura introduzione delle aste per la remunerazione questo limite dovrebbe essere portato ad almeno 500 kWp o ancor meglio a 1'000 kWp. Nel rapporto esplicativo è pure indicato che potranno essere indette aste separate con condizioni differenti per impianti che immettono in rete tutta l'energia prodotta. Questi impianti, secondo il rapporto esplicativo, dovrebbero beneficiare di condizioni più favorevoli. Un cambiamento radicale di impostazione se paragonato al sistema odierno che penalizza chi non fa autoconsumo.

L'articolo 28 introduce, nella procedura di richiesta dei contributi per la realizzazione di tutti gli impianti che producono energia elettrica da energie rinnovabili, sia l'obbligo di notifica, sia quello di ottenere la decisione dell'UFE prima di poter iniziare i lavori. Vincoli analoghi a quanto già fatto in Ticino nell'ambito del Fondo per le Energie Rinnovabili (FER). Le informazioni ricevute in relazione a questo dispositivo sembrano invece andare nella direzione di escludere gli impianti fotovoltaici. Indicazione questa che non è ripresa nel testo di legge in consultazione, per cui si richiede di rivalutare la questione.

Infine per quel che concerne la revisione dell'art. 19 cpv. 6 non è chiaro il significato di questa modifica e della spiegazione indicata nel rapporto esplicativo. Considerato che con l'entrata in vigore di questa revisione (presumibilmente nel 2023) si eliminerà la possibilità per i nuovi impianti di accedere alla remunerazione dell'energia immessa in rete, si ritiene che la modifica proposta sia superflua. L'articolo 19 dovrebbe essere unicamente adeguato alle nuove necessità visto che varrà unicamente per gli impianti che avranno ottenuto la remunerazione entro quella data e di cui beneficeranno comunque ancora per gli anni a seguire.

Vogliate gradire i nostri più cordiali saluti.

PER IL CONSIGLIO DI STATO

Il Presidente:

Norman Goobi



Il Cancelliere:



Arnoldo Coduri

Copia p. c.:

- Dipartimento del territorio (dt-dir@ti.ch)
- Dipartimento finanze ed economia (dfe-dir@ti.ch)
- Sezione protezione aria, acqua e suolo (dt-spaas@ti.ch)
- Ufficio della caccia e della pesca (dt-ucp@ti.ch)
- Ufficio dell'energia (dfe-energia@ti.ch)
- Divisione delle risorse (dfe-dr@ti.ch)
- Deputazione ticinese alle Camere federali (can-relazioniesterne@ti.ch)
- Pubblicazione in internet



Landammann und Regierungsrat des Kantons Uri

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023); Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 haben Sie uns die titelerwähnten Unterlagen zur Vernehmlassung zugestellt. Der Kanton Uri begrüsst die Bestrebungen des Bunds bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050.

Der Kanton Uri verzichtet auf eine detaillierte Stellungnahme und unterstützt grundsätzlich die gemeinsame Haltung der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) gemäss Beilage.

Gerne äussern wir uns in Ergänzung zur Stellungnahme der RKGK wie folgt:

— Kleinwasserkraft

Wie bereits in der Stellungnahme der RKGK erwähnt, werden die Ausbauziele im Bereich der Kleinwasserkraft als zu optimistisch eingeschätzt. Diese Kraftwerke leisten nur einen kleinen Beitrag an die Versorgungssicherheit und insbesondere auch deren Anteile an den gewünschten Ausbau der Winterstromproduktion. Darum erachten wir die Mindestleistungen für Investitionsbeiträge als zu tief angesetzt und gleichzeitig die Obergrenze für erhebliche Erneuerungen als nicht gerechtfertigt.

Antrag 1: Artikel 26 Absatz 1 EnG ist wie folgt anzupassen

Artikel 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

¹ Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:

- a. neue Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mindestens ~~1~~ 3 MW
- b. erhebliche Erweiterungen von Anlagen, die nach der Erweiterung eine Leistung von mindestens ~~300 kW~~ 1 MW aufweisen; und
- c. erhebliche Erneuerungen von mindestens 300 kW und ~~höchstens 5 MW~~

— Verbindliche Ausbauziele (Art. 2 EnG) und neue prioritäre Anlagen (Art. 26 EnG)

Die in Artikel 2 Absatz 2 festgelegten verbindlichen Ausbauziele für die Wasserkraft erachten wir als ambitioniert und deren Umsetzung unter den heutigen gesetzlichen Vorgaben als konfliktreich. Dies, da selbst das Bundesamt für Energie (BFE) gemäss aktuellster Abschätzung den in der Botschaft zur Energiestrategie 2050 postulierte Aus- bzw. Zubau der Wasserkraft bis 2050 als unklar einschätzt (BFE: Wasserkraftpotenzial der Schweiz, BFE vom August 2019). Zielführender als die Festlegung von Verbindlichkeiten beim Ausbauziel erachten wir ein kantonales Schutz- und Nutzungskonzept.

Mit verbindlichen Ausbauzielen wird der Druck auf die Gewässerlandschaften und -ökosysteme massiv verstärkt. Dies insbesondere auch in Verbindung mit den neuen prioritären Anlagen (Art. 26 Abs. 7 EnG), deren vorgesehene Festlegung durch das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) gemäss erläuterndem Bericht zur Vernehmlassungsvorlage den Entscheidbehörden auch in ihrer Interessenabwägung hilfreich sein könne.

Beruhend auf den Erfahrungen des Kantons Uri aus der Erarbeitung und der Umsetzung des Schutz- und Nutzungskonzepts Erneuerbare Energien im Kanton Uri (SNEE) beantragen wir, insbesondere bei der Bezeichnung der prioritären Anlagen von den Kantonen neben der Nutzungsplanung gemäss Artikel 10 EnG (sowie Art. 8b Bundesgesetz über die Raumplanung [RPG]; 700) auch eine ergänzende Schutzplanung zu verlangen. Eine klare Festlegung, wo zukünftig Anlagen für die Produktion von erneuerbaren Energien aus Wasser- und Windkraft erstellt werden können und wo Landschaften und Fließgewässer ungeschmälert erhalten bleiben sollen, erhöht die Planungssicherheit und erleichtert die Realisierung von neuen Anlagen. Damit wird eine ausgewogene Interessenabwägung zwischen den gleichwertigen Nutzungs- und Schutzinteressen ermöglicht, so dass ein massvoller Ausbau der Wasserkraftnutzung weiterhin möglich ist.

Mit diesem Vorgehen konnten im Kanton Uri in den letzten Jahren - in enger Zusammenarbeit mit den Projektanten, Behörden und Umweltverbänden - mehrere wesentliche Kleinwasserkraftwerke realisiert werden. Zwei davon befinden sich sogar in einem BLN-Gebiet. Nur bei einem Projekt konnte bislang keine einvernehmliche Lösung gefunden werden.

Antrag 2: Artikel 2 Absatz 2 EnG wird wie folgt angepasst:

Artikel 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität

² Die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ~~hat~~ soll im Jahr 2035 ~~mindestens~~ 37 400 GWh und im Jahr 2050 ~~mindestens~~ 38 600 GWh betragen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Richtwerten enthalten.

Antrag 3: Artikel 10 EnG (bestehend) wird wie folgt angepasst:

Artikel 10 Richtpläne der Kantone und Nutzungspläne

¹ Die Kantone sorgen dafür, dass insbesondere die für die Nutzung der Wasser- und Windkraft geeigneten Gebiete und Gewässerstrecken im Richtplan festgelegt werden (~~Art. 8b Raumplanungs-gesetz vom 22. Juni 1979~~). Sie können schliessen dabei bereits genutzte Standorte mit ein und bezeichnen Gebiete und Gewässerstrecken, die freizuhalten sind (Art. 8b Raumplanungs-gesetz vom 22. Juni 1979).

² Soweit nötig, sorgen sie dafür, dass Nutzungspläne erstellt oder bestehende Nutzungspläne angepasst werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Altdorf, 30. Juni 2020



Im Namen des Regierungsrats

Der Landammann

Der Kanzleidirektor

Urban Camenzind

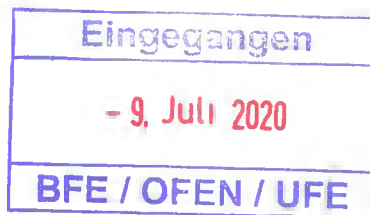
Roman Balli

Beilage

- Stellungnahme der RKGK vom 26. Mai 2020

CONSEIL D'ETAT

Château cantonal
1014 Lausanne



Office fédéral de l'énergie (OFEN)
Division Efficacité énergétique et énergies
renouvelables, service de coordination
Monbijoustrasse 74
3003 Berne

Réf. : MFP/15026747

Lausanne, le 1^{er} juillet 2020

Révision de la loi sur l'énergie

Madame, Monsieur,

Le Conseil d'Etat vaudois vous remercie de l'avoir consulté dans le cadre de la révision de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne ; RS 730.0).

Le Conseil d'Etat se rallie à la position de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) en soulignant que les modifications prévues s'inscrivent totalement dans les objectifs du canton et répondent à des besoins avérés en matière de développement des projets de nouvelles installations. Nous formulons en outre les remarques et propositions complémentaires suivantes.

Objectifs de développement

L'introduction d'objectifs contraignants de production par des ressources renouvelables est à saluer. Il apparaît toutefois que ces objectifs ne sont pas suffisamment ambitieux en regard des dernières annonces de la Confédération, notamment celle de compenser l'intégralité de la part de l'énergie nucléaire aux environs de 2035, soit environ 20-25 GWh/an. En outre, une part conséquente de ressources fossiles devra être remplacée par des agents renouvelables (pompes à chaleur qui remplaceront les chaudières à gaz et à mazout, électrification de la mobilité, etc.). Le mécanisme décrivant les mesures à prendre pour le cas où ces objectifs ne seraient pas atteints devrait à notre sens être précisé.

Photovoltaïque

Le Conseil d'Etat soutient l'introduction d'une rétribution unique (RU) avec un plafond maximal différencié pour les installations avec peu de possibilité d'autoconsommation et devant injecter pratiquement l'intégralité de leur production. Cette mesure est particulièrement utile pour les installations agricoles qui disposent de grandes surfaces, mais dont les possibilités d'autoconsommations sont faibles. Au sujet de ces installations agricoles, de nombreuses installations qui ont été réalisées avant de disposer d'une décision positive de Swissgrid ont été préteritées avec les modifications et limitations introduites en 2018 lors de la révision de la LEne. L'introduction d'une

disposition transitoire dans la loi est nécessaire, afin que les installations ne pouvant bénéficier du système de rétribution de l'injection (SRI) et qui étaient déjà en service au moment de l'entrée en vigueur de la loi en 2018 puissent également bénéficier de la disposition de l'art. 25 al. 3 du projet de loi, cela également si l'installation a déjà bénéficié de la RU prévue sous l'ancien régime.

L'introduction d'un nouveau seuil maximal de la RU applicable uniquement aux installations réinjectant l'intégralité de leur production dans le réseau fausse le message de la stratégie de développement souhaitée par la Confédération qui vise à favoriser l'autoconsommation. En renonçant à l'incitation de l'autoconsommation, le soutien nécessaire à l'installation devient plus élevé et par conséquent moins efficient du point de vue de l'utilisation des deniers publics. Nous suggérons d'en tenir compte et d'appliquer un taux maximal de soutien qui oblige à autoconsommer. Une alternative serait d'appliquer un taux maximal de soutien dégressif en fonction de la possibilité d'autoconsommation de la production.

L'introduction de systèmes d'enchères pour le développement des capacités de production photovoltaïque est en revanche à saluer. Ce système est considéré comme particulièrement efficace et a été mis en œuvre dans le Canton de Vaud. Nous approuvons le principe d'une distinction pour les installations pouvant faire de l'autoconsommation et celles ne pouvant pas le faire. L'introduction de sanctions en cas de non réalisation de projet est cependant nécessaire. Dans le cadre des enchères pratiquées dans le Canton de Vaud, de nombreux projets retenus n'ont finalement pas été réalisés pour différentes raisons. Nous suggérons également de prévoir des délais d'entrée de projets suffisamment longs pour que les porteurs de projets aient le temps d'élaborer leur projet avec un niveau de détail suffisant.

Autres énergies renouvelables

Nous saluons le fait que le projet de loi soutienne les frais d'études pour les installations renouvelables. Il est cependant souhaitable qu'une disposition analogue soit introduite pour les installations éoliennes, afin que l'intégralité des frais (mesures de vent, études d'impact, études sur la faune ailée, démarches participatives, etc.) puissent être pris en compte et pas uniquement les frais relatifs aux mesures de vent. Par ailleurs, le rapport explicatif précise que le soutien aux mesures de vent ne peut pas être obtenu pour des zones à exclusion d'après le Concept énergie éolienne (CEE). A ce titre, il est rappelé que le plan directeur cantonal (PDCn), approuvé par le Conseil fédéral, précise les zones potentielles au développement de l'éolien dans le canton et que ces zones ne sont pas toujours en accord avec le CEE. Le Conseil d'Etat demande dès lors que le soutien aux études pour des projets éoliens soit possible pour autant que le parc fasse partie de la planification cantonale et pas uniquement en se basant sur les restrictions du CEE.

Le Conseil fédéral prévoit en outre de pouvoir abaisser la limite supérieure pour les rénovations d'installations hydroélectriques existantes. Il serait toutefois regrettable que des aménagements d'une puissance inférieure à 300 kW soient mis à l'arrêt car leur propriétaire n'est plus en mesure d'en assumer l'entretien. La limite inférieure devrait également pouvoir être abaissée.

Au sujet de l'éolien, il est important que la limite pour bénéficier d'une aide à l'investissement soit abaissée à 5 MW. En effet, un seuil fixé à 10 MW limite le soutien aux « petits » parcs qui comprendraient par exemple 3 machines de 3 MW. Il est

probable que dans un futur proche les parcs éoliens comprennent moins de machines ou des machines plus petites afin de limiter leur impact sur l'environnement et qu'ils ne pourraient donc pas atteindre la puissance de 10 MW.

Concernant la géothermie, la démarche de financement de la Confédération pour les installations de contrôle et de surveillance pour le monitoring des risques sismiques par le Service sismologique suisse et par les cantons est soutenue. L'émergence de la géothermie profonde dépend de la capacité à maîtriser la sismicité induite. Il est donc nécessaire de pérenniser et d'adapter cette garantie selon l'émergence des projets en Suisse. Ainsi, le budget fédéral de CHF 800'000.- par an semble en adéquation avec les enjeux.

Les modifications proposées concernent la production d'électricité. Dans le cas du biogaz, il serait également pertinent d'élargir cette forme de soutien à l'injection du biométhane dans le réseau du gaz. Cette forme de valorisation du biogaz va gagner en importance et ne dispose pas encore de soutien spécifique. La production de biogaz ne doit pas être omise et des dispositions devraient être étudiées et mises en œuvre afin de favoriser ce type de production, considérant que la part de gaz naturel dans la consommation finale d'énergie sera amenée à diminuer progressivement d'ici 2050.

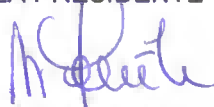
Informations sur la consommation énergétique

Si le but de mettre à disposition des informations sur la consommation énergétique de divers produits est intéressant, il est manifeste que de mettre en place un système d'information se basant sur une analyse du cycle de vie sera particulièrement complexe. Il faudrait dans tous les cas s'assurer que le consommateur puisse utiliser et interpréter de manière adéquate les informations qui seront mises à disposition. Par ailleurs, une telle mesure doit être compatible avec les exigences en termes d'information énergétique des pays de l'Union européenne.

Le Conseil d'Etat vous remercie de prendre également en considération les remarques détaillées de ses services, qui sont annexés à la présente, et vous prie de croire, Madame, Monsieur, à l'expression de sa haute considération.

AU NOM DU CONSEIL D'ETAT

LA PRÉSIDENTE


Nuria Gorrite

LE CHANCELIER


Vincent Grandjean

Annexe mentionnée

Copies

- DGE
- OAE

Consultation – Révision de la loi sur l'énergie

Retour des services du canton de Vaud

DGE-DIRNA, Eau

Nous saluons les modifications prévues. Elles visent à soutenir le développement des énergies renouvelables et en particulier celui de la force hydraulique.

DGE-DIREN

Nous adhérons à la prise de position de l'EnDK et émettons les remarques et propositions complémentaires suivantes.

Nous approuvons, sous réserve de la prise en considération des remarques de l'EnDK, le projet de révision de la loi sur l'énergie.

Objectifs de développement.

Nous saluons l'introduction d'objectifs de production par des ressources renouvelables contraignants. Toutefois, nous estimons que ces objectifs ne sont pas suffisamment ambitieux en regard des dernières annonces de la Confédération. Il faut en effet substituer l'intégralité de l'énergie nucléaire aux environs de 2035, soit environ 20-25 GWh/an et il faudra également remplacer une part conséquente de ressources fossiles par des agents renouvelables (pompes à chaleur à la place de chaudière à gaz et à mazout, électrification de la mobilité, etc.)

Nous souhaitons que le mécanisme décrivant les mesures à prendre en cas de non atteinte de ces objectifs soit précisé. Le CF optera-t-il pour une prolongation de la période de perception du supplément en acceptant de décaler la date d'atteinte des objectifs ou veut-il maintenir les dates contraignantes et par conséquent renforcer les moyens par une augmentation du supplément par exemple ?

Photovoltaïque

Nous approuvons également l'introduction d'une rétribution unique avec un plafond maximal différent pour les installations avec peu de possibilité d'autoconsommation et devant injecter pratiquement l'intégralité de leur production. Cela est particulièrement vrai pour les installations agricoles qui disposent de grandes surfaces mais dont les possibilités d'autoconsommations sont faibles. Au sujet de ces installations agricoles, de nombreuses installations qui ont été réalisées avant d'avoir la décision positive de Swissgrid ont été pré-téritées avec les modifications et limitations introduites avec la nouvelle loi sur l'énergie entrée en vigueur en 2018 (plus de SRI si le projet est inscrit après le 30 juin 2012 ou si la puissance est inférieure à 100 kW au lieu de 30 kW). Nous demandons qu'une disposition transitoire soit introduite dans la loi pour que les installations ne pouvant bénéficier de la SRI et déjà en service au moment de l'entrée en vigueur de la loi en 2018 puissent également bénéficier de la disposition de l'art. 25 al. 3 du projet de loi et cela également si l'installation a déjà bénéficié de la RU prévue sous l'ancien régime.

Nous tenons également à relever que l'introduction d'un nouveau seuil maximal de la RU applicable uniquement aux installations réinjectant l'intégralité de leur production dans le réseau fausse le message de la stratégie de développement souhaitée par la Confédération qui vise à favoriser l'autoconsommation. De plus, en renonçant à l'incitation de l'autoconsommation, le soutien nécessaire à l'installation devient plus élevé et par conséquent moins efficient du point de vue de l'utilisation des deniers publics. Nous suggérons d'en tenir compte et d'appliquer un taux maximal de soutien qui oblige à autoconsommer, ou alors d'appliquer un taux maximal de soutien dégressif en fonction de la possibilité d'autoconsommer sa production.

Nous saluons l'introduction de systèmes d'enchères pour le développement des capacités de production photovoltaïque. Nous estimons ce système particulièrement efficace pour l'avoir également mis en œuvre dans le canton de Vaud. Nous approuvons le principe d'une distinction pour les installations pouvant faire de l'autoconsommation et celles ne pouvant pas le faire. Nous estimons par ailleurs que l'introduction de sanctions en cas de non réalisation de projet est nécessaire. Dans le cadre des enchères dans le canton de Vaud, de nombreux projets retenus n'ont finalement pas été réalisés pour différentes raisons. Nous suggérons toutefois de prévoir des délais d'entrée de projets suffisamment longs pour que les porteurs de projets aient le temps d'élaborer leur projet avec un niveau de détail suffisant.

Autres énergies renouvelables

Nous saluons également le fait que le projet de loi soutienne les frais d'études pour les installations renouvelables. Nous demandons cependant qu'une disposition analogue soit introduite pour les installations de biomasse, que les frais d'études relatifs aux projets éoliens concernent l'intégralité des frais (mesures de vent, études d'impact, études faune ailée, démarche participative, etc.), et non uniquement les frais relatifs aux mesures de vent. Par ailleurs, le rapport explicatif précise que le soutien aux mesures de vent ne peut pas être obtenu pour des zones à exclure d'après le Concept énergie éolienne (CEE). A ce titre, nous rappelons que le plan directeur cantonal (PDCn), approuvé par le Conseil fédéral, précise les zones potentielles au développement de l'éolien dans le canton et que ces zones ne sont pas toujours en accord avec le CEE. Nous demandons dès lors que le soutien aux études pour des projets éoliens soit possible pour autant que le parc fasse partie de la planification cantonale et pas uniquement en se basant sur les restrictions du CEE.

Enfin, nous relevons que les dispositions relatives en termes d'annonce et de décision ne sont pas très claires. L'Art. 28 al.1 et 2. ne permettent pas de commencer les travaux avant la décision positive de l'OFEN. L'al. 2 spécifie que quiconque a débuté des travaux ne recevra plus de contribution à l'investissement. Est-ce que ces dispositions s'appliquent également aux frais d'études ? S'agira-t-il de demandes séparées ou n'y a-t-il qu'une demande pour la globalité du projet ? Ce point mérite d'être clarifié soit dans la loi, soit dans le rapport explicatif.

Nous saluons la diminution de la limite de puissance à 1 MW pour les installations hydroélectriques pour pouvoir solliciter une aide à l'investissement. Nous relevons toutefois que cette limite ne semble pas avoir été adaptée à l'art. 36 al. 1 let. b qui conserve la limite de 10 MW.

En ce qui concerne l'éolien, nous demandons que la limite pour bénéficier d'une aide à l'investissement soit abaissée à 5 MW. En effet, un seuil fixé à 10 MW limite le soutien à des

« petits » parcs qui comprendraient par exemple 3 machines de 3 MW. Il est en effet probable que dans un futur proche les parcs éoliens comprennent moins de machines ou des machines plus petites afin de limiter leur impact sur l'environnement et pourraient ne pas atteindre la puissance de 10 MW.

En ce qui concerne la géothermie, nous soutenons la démarche de financement de la Confédération des installations de contrôle et de surveillance pour le monitoring des risques sismiques par le Service sismologique suisse et par les cantons. L'émergence de la géothermie profonde dépend de notre capacité à maîtriser la sismicité induite. Il est donc nécessaire de pérenniser et d'adapter cette garantie selon l'émergence des projets en Suisse. Ainsi, le budget fédéral de 800 000 francs par an nous semble en adéquation avec les enjeux.

Le Conseil fédéral prévoit en outre de pouvoir abaisser la limite supérieure pour les rénovations d'installations hydroélectriques existantes. Il serait toutefois regrettable que des aménagements d'une puissance inférieure à 300 kW soient mis à l'arrêt car leur propriétaire n'est plus en mesure d'en assumer l'entretien. Nous demandons donc que la limite inférieure puisse également être abaissée.

Finalement, la production de biogaz ne doit pas être omise et des dispositions devraient être étudiées et mises en œuvre afin de favoriser ce type de production, considérant que la part de gaz naturel dans la consommation finale d'énergie sera amenée à diminuer progressivement d'ici 2050.

Informations sur la consommation énergétique

Si le but de mettre à disposition des informations sur la consommation énergétique de divers produits est intéressant, nous estimons toutefois que mettre en place un système d'information se basant sur une analyse du cycle de vie sera particulièrement complexe. Il faudrait dans tous les cas s'assurer que le consommateur puisse utiliser et interpréter adéquatement les informations disponibles. Par ailleurs, une telle disposition doit être compatible avec les exigences en termes d'information énergétique des pays de l'union européenne.

Proposition de modification d'articles :

Art. 25 al. 4 nouveau

Pour les installations photovoltaïques dont le taux d'autoconsommation ne peut pas atteindre la valeur fixée par l'OFEN dans son calcul des taux de rétribution, la rétribution unique est calculée proportionnellement au taux d'autoconsommation pouvant être atteint.

Art. 26 al. 1 let. c

Pour les rénovations notables d'installation d'une puissance de 5 MW au plus.

Art. 27 al. 4 nouveau

Une contribution peut être sollicitée pour les études de projets de nouvelles installations de biomasse. Cette contribution se monte à 40% au plus des coûts d'étude de projet imputables et sera déduite d'une éventuelle contribution au sens de l'al. 2.

Art. 27a al. 1

Une contribution d'investissement peut être sollicitée pour les nouvelles installations éoliennes disposées à proximité les unes des autres sur un site commun (parc éolien) si le parc présente une puissance d'au moins 5 MW.

Al. 3

Une contribution peut être sollicitée pour les études de projet de nouveau parc éolien, incluant non seulement les études de vent mais également l'ensemble des autres études nécessaires à l'obtention de l'autorisation de construire et sera déduite d'une éventuelle contribution au sens de l'al. 1.

Art. 36 al. 1 let. b

Un maximum de 0.2 cts/kWh pour les contributions d'investissement au sens de l'art. 26 al. 1, destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 1 MW.

Let. d supprimer

Art. 55 al. 3

Le Conseil fédéral évalue tous les 5 ans l'impact et l'efficacité des mesures prévues dans la présente loi et fait rapport à l'Assemblée fédérale sur les résultats obtenus et sur le degré de réalisation des objectifs fixés à l'art. 2 et des valeurs indicatives fixées à l'art. 3. S'il apparaît que ces valeurs ne pourront pas être atteintes, il propose les mesures suivantes :

- a. L'augmentation du supplément perçu sur le réseau selon l'art. 35 afin d'augmenter le soutien pour accélérer le rythme de réalisation,
- b. L'augmentation des exigences permettant le remboursement de la taxe selon l'art. 39,
- c. Le décalage temporel pour l'atteinte des objectifs prévu à l'art. 2 et 3 avec la prolongation des délais de perception du supplément réseau et la prolongation pour rendre des décisions de soutien

Art. 75 al. 5

Les installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 30 kWp déjà en service au 1^{er} janvier 2018 et qui ne font pas d'autoconsommation ou qui ne peuvent pas atteindre les taux d'autoconsommation minimaux utilisés pour le calcul des taux de rétribution unique, peuvent bénéficier d'une rétribution unique au sens de l'art. 25 al. 3. Si une rétribution unique a déjà été versée sur la base des dispositions en vigueur, la différence entre le montant prévu par les nouvelles dispositions et le montant déjà reçu seront versés au bénéficiaire.

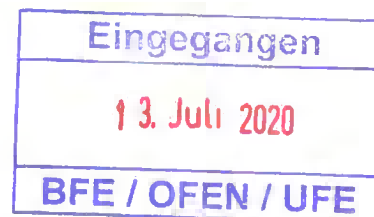
DGAV

Le soutien aux installations d'énergies renouvelables répond à des besoins en matière de développement de projets et s'inscrit totalement dans les objectifs du canton.

Une remarque nous paraît importante : Les modifications proposées concernent la production d'électricité. Dans le cas du biogaz, il serait également pertinent d'élargir cette forme de soutien à l'injection du biométhane dans le réseau du gaz. Cette forme de valorisation du biogaz va gagner en importance et ne dispose pas encore de soutien spécifique.



Association des communes concédantes du Valais
Verband der konzедierenden Gemeinden des Wallis



Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Zermatt, den 9. Juli 2020

Revision des Bundesgesetzes über die Energiewirtschaft

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,
Sehr geehrte Damen und Herren,

Der Verband der konzедierenden Gemeinden des Wallis (ACC - Association des Communes Concédantes) verzichtet auf eine eigene Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes des Bundes (EnG) und unterstützt stattdessen grundsätzlich die Eingabe der Interessengemeinschaft der Bündner Konzessionsgemeinden (siehe Beilage)

Die ACC ist der Auffassung, dass es für die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweiz mehr inländische, erneuerbare Produktion braucht. Die Revision des Energiegesetzes (EnG) muss deshalb für den Bau von neuen und die Erneuerung von bestehenden Anlagen die entsprechenden Rahmenbedingungen schaffen. Der Fokus muss dabei auf der Winterproduktion liegen, und die Förderinstrumente sollen möglichst wettbewerblich gestaltet sein.

Wir unterstützen deshalb ein neues Fördermodell, das vermehrt entsprechende Investitionen fördert und folgendes berücksichtigt:

- Auktionen mit gleitenden Marktprämien anstelle von einmaligen Investitionsbeiträgen für neue Grossanlagen
- Anreiz zu Erneuerung von Grosswasserkraftanlagen.

Mit freundlichen Grüßen

Vereinigung der Walliser
Konzessionsgemeinden

Der Präsident:
C. Burgin

Der Sekretär:
S. Gebhard



COPIE

**Präsident Not Carl
Tulai Stradun 416c
7550 Scuol
Tel. + 41 79 407 56 41**

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Scuol, 7. Juli 2020 / NC

**Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)
Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir nehmen Bezug auf das Schreiben von Frau Bundespräsidentin Sommaruga an die IBK vom 3. März 2020, für welches wir uns herzlichst bedanken. Unserem damaligen Anliegen, alternative Fördermodelle zu prüfen, setzten Sie die Argumentation mit der Kontinuität und Vorhersehbarkeit bei der Förderung gegenüber und bezeichneten unser Anliegen als einen «Systembruch» mit negativen Auswirkungen für den Zubau an erneuerbaren Energien. Im Nachgang dazu erlauben wir uns heute, zum Entwurf des revidierten Energiegesetzes (E-EnG) und zu den für die Zeit ab 2023 vorgesehenen Fördermassnahmen nachfolgend Stellung zu nehmen.

1. Allgemeine Bemerkungen

Die Interessengemeinschaft der Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) vertritt die Interessen der über 50 bedeutendsten Konzessionsgemeinden Graubündens. Anders als in allen übrigen Kantonen steht in Graubünden die Wasserhoheit den Gemeinden zu, welche den Kraftwerkgesellschaften entsprechende Konzessionen zur Nutzung der Wasserkraft erteilen können. Der Kanton ist andererseits Genehmigungsbehörde für solche Konzessionen. Über zwei Drittel der 105 Bündner Gemeinden haben bisher von der Möglichkeit der Konzessionierung Gebrauch gemacht. In zahlreichen Bündner Gemeinden bilden die jährlichen Einnahmen aus der Wasserkraftnutzung einen wesentlichen Teil der gesamten Einnahmen und sind deshalb gerade in peripheren Regionen unabdingbar für die Aufgabenerfüllung und damit auch für die dezentrale Besiedlung des Kantons. Drei Viertel der Energieproduktion in den Bündner Gemeinden werden exportiert. Die Schweizerische Wasserkraft trägt andererseits mit gegen 60 Prozent massgeblich zur inländischen Stromproduktion bei. Mit dem Atomausstieg wird sie ohne Zweifel noch bedeutender und wertvoller.

Keine Energiewende ohne die Wasserkraft

Wasserkraftwerke bieten Grundlast und Regenergie und stabilisieren die Stromnetze. Aufgrund ihrer Flexibilität und Zuverlässigkeit bieten sie zudem eine hohe Systemqualität insbesondere vor dem Hintergrund des zunehmenden Anteils von Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen.

Der Erhalt und der weitere Ausbau dieser erneuerbaren Energiequelle ist daher ein erklärtes Ziel der eidgenössischen Energiestrategie 2050. Das geltende Energiegesetz legt für das Jahr 2035 eine durchschnittliche Jahresproduktion von mindestens 37'400 Gigawattstunden (GWh) als Richtwert fest. Gemäss Botschaft zur Energiestrategie 2050 soll dieser Wert bis 2050 auf 38'600 GWh ansteigen. Eine letztjährige Studie des BFE belegt jedoch, dass das geschätzte Ausbaupotenzial bis 2050 um rund 1'600 GWh/Jahr tiefer liegt.¹ Abzüglich des zwischen 2012 und 2019 erfolgten Zubaus von 640 GWh/a beträgt die effektive Differenz gegenüber 2012 ganze 960 GWh/Jahr. Gemäss dieser Studie ist der im geltenden Energiegesetz festgelegte Ausbaurichtwert bis 2035 erreichbar. Allerdings muss dazu fast das gesamte bis 2050 ausgewiesene Potenzial bereits bis 2035 realisiert werden. In den kommenden Jahren ist dafür ein Netto-Ausbau von durchschnittlich 85 GWh/Jahr nötig. Die Produktionsverluste durch Restwasserbestimmungen werden bis 2050 auf 1'900 GWh/Jahr geschätzt.

Die IBK begrüsst deshalb die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes langfristig verlässliche Rahmenbedingungen für den Zubau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz zu schaffen. Die gegenwärtigen Rahmenbedingungen setzen nicht ausreichend Anreize für den Bau der notwendigen, zusätzlichen Produktionskapazitäten im Inland. Heute fliessen die Investitionen vielmehr in jene Länder, in welchen die Politik bereits ein förderliches Investitionsklima geschaffen hat. Zur Stärkung der künftigen Versorgungssicherheit sollte die Schweiz einen vergleichbaren regulatorischen Rahmen schaffen.

2. Antrag: Anreiz zur Erneuerung von Grosswasserkraftanlagen

Ein grosses Manko der Vernehmlassungsvorlage sieht unsere IBK darin, dass neu gar keine Unterstützung und Anreize für Erneuerungsinvestitionen bei Grosswasserkraftanlagen über 5 MW mehr vorgesehen ist. Dieser Entscheid ist für die IBK nicht nachvollziehbar und läuft allen energiepolitischen Zielen zuwider.

Die Erhaltung der bestehenden Grosswasserkraftwerke ist für die Versorgungssicherheit und das Erreichen der im EnG festgelegten, verbindlichen Ziele für die Wasserkraft gleich entscheidend wie der Zubau zusätzlicher Produktionskapazitäten. Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt. Der Vernehmlassungsentwurf lässt die Tatsache unberücksichtigt, dass zwischen 2020 und 2050 Konzessionserneuerungen von rund 25'000 GWh anfallen, im Rahmen derer in der Regel auch Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden und umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen.

¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76258.html>

- Bei fehlender Rentabilität und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen nur Notreparaturen vorgenommen. Bei tiefen Marktpreisen ist dies die betriebswirtschaftlich optimale Strategie, auch wenn dabei die Zunahme von ungeplanten Ausfällen bewusst in Kauf genommen werden muss. Dies ist aber nicht die gesamtwirtschaftlich optimale Strategie und geht Zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.
- Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen würde dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nicht erfolgen werden. Sie sind meist mit Erneuerungsinvestitionen verbunden, deren Amortisierung für die Betreiber höchst ungewiss ist. Die Umsetzung der Vorgaben nach GSchG wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind damit in Frage gestellt.

Aufgrund der begrenzten Neu- und Ausbaumöglichkeit ist aber der Erhalt der bestehenden Grosswasserkraftwerke für die Versorgungssicherheit und zum Erreichen der im EnG festgelegten, verbindlichen Ziele für die Wasserkraft gleich entscheidend wie der Zubau zusätzlicher Produktionskapazitäten. Mit dem Wegfall der Marktprämie verliert die Grosswasserkraft ein Instrument, welches ihr in Zeiten mit anhaltend tiefen Marktpreisen die notwendige Ertragsbasis sichert. Es ist deshalb dringend, ein von der EU akzeptierbarer Mechanismus zu finden, welcher die Schweizer Wasserkraft in Zeiten mit anhaltenden Strompreisverwerfungen in Zukunft absichert. Dieses Bedürfnis besteht sowohl bei Investitionen in wesentliche Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken als auch bei Investitionen in Neu- und Ausbauten. Der neu zu schaffende Absicherungsmechanismus muss deshalb nicht nur den Neu- und Ausbau, sondern auch wesentliche Erneuerungen miteinbeziehen. Dabei sollte der Beitrag an die Versorgungssicherheit massgebend mitberücksichtigt werden. So könnte die Investitionsbereitschaft entscheidend erhöht werden und dies ohne übermässigen Einsatz von öffentlichen Mitteln.

Ein prüfenswertes Modell anstelle einer direkten Förderung stellt unseres Erachtens die Idee eines rückwirkenden Marktrisikoausgleichs (Risikogarantie), wie es von der AXPO in ihrer Vernehmlassung vorgeschlagen wird.²

3. Antrag: Auktionen mit gleitenden Marktprämien für neue Grossanlagen

Anstelle von einmaligen Investitionsbeiträgen schlagen wir vor, dass für neue Grossanlagen Ausschreibungen mit gleitenden Marktprämien im Gesetz verankert werden.

Das auktionierte Ausschreibungsvolumen für Grossanlagen soll bei mindestens 0.8 TWh pro Jahr starten und sollte jährlich erhöht werden, bis das Ausbauziel 2050 erreicht ist. Dieser Vorschlag ist bekanntlich eingebettet in internationale Regulierungsleitlinien zum Ausbau von erneuerbaren Energien in Europa. Er ist vom Grundgedanken geleitet, dass nur der Ausbau und die verstärkte Marktintegration der erneuerbaren Energien die Sicherheit der Versorgung auf dem gewohnt hohen Niveau gewährleisten können.

Dank Wettbewerb und transparenten Gebotspreisen entsteht zudem eine hohe Transparenz über die Höhe der Gestehungskosten und der Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds.

² file:///D:/Dokumente/0000%20REVO%20NOT%20CARL/0000%20A-DIVERSES/2004_EnG_Änderung_Stn%20Axpo_unterzeichnet%20(1).pdf

Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die vom Volk genehmigte Energiestrategie darf nicht schleichend zur Importstrategie werden. Die Corona-Pandemie hat gezeigt, was passieren kann, wenn strategische Güter wie Schutzmasken oder Desinfektionsmittel nicht ausreichend verfügbar sind und wenn Exporte von den Nachbarländern aktiv zurückgehalten werden. Elektrizität ist ebenfalls und je länger je mehr ein wichtiges strategisches Gut. Die Kosten eines flächendeckenden Stromausfalls sind immens. Die Aufrechterhaltung eines angemessenen Eigenversorgungsgrades ist deshalb wichtig und ebenso naheliegend wie eine gute Vernetzung mit dem Ausland zur Optimierung der Bewirtschaftung in «normalen Zeiten».

Artikel 30 Absatz 5 EnG verlangt «marktnahes Modell»

Der Gesetzgeber hat in Art. 30 Absatz 5 EnG die Verpflichtung formuliert, dass ein erneuertes Modell sich durch eine stärkere Marktnähe (marktnahes Modell) auszeichnen soll. Wir lehnen daher die vollständige Ablösung des Einspeisevergütungssystems mit Investitionsbeiträgen ab, denn gerade ein marknäheres Modell muss die zusätzlichen Risiken, die durch eine stärkere Marktintegration entstehen, abbilden können.

Indem der Gesetzgeber deutlich machte, dass im geltenden Einspeisevergütungssystem spätestens ab dem 1. Januar des sechsten Jahres keine Gesuche mehr gestellt werden mehr können, weist alleine darauf hin, dass dieser Verpflichtungsmechanismus in der aktuellen Ausgestaltung nicht fortgeführt werden soll.

Wir beantragen deshalb, dass beim zukünftigen Finanzierungsmodell eine grundsätzliche Regulierungs-Unterscheidung gezogen wird zwischen Kleinanlagen und Grossanlagen.³



Das langfristige Finanzierungsmodell für erneuerbare Kraftwerke muss zwischen Klein- und Grossanlagen unterscheiden. Kleinanlagen wird eine schweizweit einheitliche Rückliefervergütung gewährt und

³ Die generelle Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen ist der europäischen Regulierung geschuldet, die diese Unterscheidung sowohl in der EE-Richtlinie 2018/2001 wie auch in der Leitlinie der EU Kommission «Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01)» explizit ermöglicht und im Hinblick auf die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren erfordert. Die EU-Kommission hat mit der Pressemitteilung vom 7. Januar 2019 mitgeteilt, dass sie vorhat, die eigentlich 2020 auslaufenden Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen (UEBLL) um zwei Jahre, also bis Ende 2022, zu verlängern. Zudem ist zu erwähnen, dass die Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen inzwischen im Sekundärrecht der EU abgebildet ist.

beim Investitionsbeitrag zwischen Eigenverbrauchsanlagen und Volleinspeisungsanlagen unterschieden. Grossanlagen werden zur Direktvermarktung verpflichtet und ermitteln die gleitende Marktprämie in einer wettbewerblichen Ausschreibung.

Dies auch in Anlehnung an die europäische Regulierung ⁴, die in allen europäischen Ländern ab dem 1. Juli 2021 umgesetzt werden muss. Dieser Unterscheidungs-Grundsatz sollte auch in unserer Regulierung abgebildet werden.

Bei Kleinanlagen soll weiterhin mit Investitionsbeiträgen und neu einem schweizweit einheitlichen Rücklieferarif ⁵ die nötige Investitionssicherheit geschaffen werden, weil hier die wettbewerbliche Marktintegration nur beschränkt möglich sein wird. Kleinanlagen können selten im Preiswettbewerb der Grosskraftwerke bestehen. Auch ist die verlässliche Finanzierungsregelung von Kleinanlagen nur in Kombination von schweizweitem Einspeisetarif und schweizweit gültigen Investitionsbeiträgen effektiv zu gestalten. Die in den letzten Jahren erfolgte Fokussierung auf ausschliessliche Realisierungsmöglichkeiten mit einem hohen Eigenverbrauch ist energiewirtschaftlich fraglich, da diese Kleinsysteme in einer isolierten Betrachtung der Einzelinvestoren vorwiegend nach wirtschaftlichen Kriterien optimiert werden.

Für die Stabilität der Stromversorgung sind zusätzliche Kapazitäten notwendig, die sich am Zusatznutzen für das Gesamtsystem orientieren, zum Beispiel, indem sie zusätzlichen Strom für das Winterhalbjahr erzeugen. Daher ist für Kleinanlagen wieder ein Finanzierungsmodell zu schaffen, das auch eine Volleinspeisung der produzierten Energie ermöglicht. Zudem sollen die Kantone für Kleinanlagen weiterhin die Möglichkeit haben, lokal- regional- und energiepolitisch auf die Förderung der Investitionstätigkeit im Sinne einer «kantonalen grünen Investitionsoffensive» selber einwirken zu können.⁶

Für Grossanlagen soll die Direktvermarktung vorangetrieben werden und falls die Markterlöse einen wirtschaftlichen Betrieb nicht erlauben, kann ein Produzent in einer Auktion eine gleitende Marktprämie zugesprochen bekommen. Die vorgeschlagenen Auktionen werden daher von uns unterstützt, sollten aber mit gleitenden Marktprämien ausgestaltet werden.

Der Bundesrat schlägt weiter vor, dass in einem «schlanken Verfahren» die wirtschaftliche Notwendigkeit von Investitionsbeiträgen nicht mehr geprüft werden soll. «Neu sollen die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht mehr berechnet werden müssen», heisst es in der Vernehmlassungsvorlage.⁷ Dies scheint uns wenig zielführend und ist gar für ein langfristig angelegtes Regime mit dem Zielhorizont 2050 nicht akzeptabel.

⁴ RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

⁵ Eine schweizweit gültige Einspeisevergütung ist als **Umlage auszugestalten und nicht als Abgabe** in einen staatlich verwalteten Fonds. Diesen Grundsatz basiert auf dem EuGH-Entscheid in der Rechtssache C-405/16 P vom 28. März 2019 betreffend der EEG-Umlage in Deutschland. Der EuGH hat sich damit gegen die bisherige Rechtsauffassung der EU-Kommission und des Gerichts (EuG) gestellt. Damit Vorteile europarechtlich als «Beihilfen» eingestuft werden können, müssten sie unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden und dem Staat und seiner Verfügungsgewalt zuzurechnen sein. Dies ist bei einer gesetzlichen Umlageverpflichtung zu Gunsten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nicht der Fall. Eine schweizweite **Förder- und Ausgleichsregelung für Kleinanlagen** ist daher auch europarechtlich machbar und anzustreben. In dem Sinne gibt diese Forderung dem Gesetzgeber verloren geglaubte Spielräume zurück, die im Energienutzungsbeschluss vom 14. Dezember 1990 und im Energiegesetz vom 26. Juni 1998 noch Teil der Gesetzgebung waren.

⁶ Wir verweisen dabei auf die Fördermodelle, wie sie z.B. der Kanton Basel-Stadt kennt. Solche kantonalen Möglichkeiten (z.B. Lokalstromvermarktung mit Lokalstrom-Herkunftsnachweisen, Lokale Solarstrombörsen) sollten zwingend ermöglicht werden.

⁷ Revision des Energiegesetzes, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, Seite 6

Wir schlagen aus diesem Grunde vor:

Bei der Berechnung von Investitionsbeiträgen sollte man bei grösseren Anlagen weiterhin auf die nicht amortisierbaren Mehrkosten abstellen. Für kleine Anlagen – zum Beispiel Kleinwasserkraftwerke – kann die Höhe der Vergütungen alternativ anhand von Referenzanlagen festgelegt werden.

Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die Corona-Pandemie zeigt, was passieren kann, wenn strategische Güter nicht ausreichend verfügbar sind und wenn Exporte von den Nachbarländern aktiv zurückgehalten werden. Elektrizität ist ein strategisches Gut par excellence. Die Kosten eines flächendeckenden Stromausfalls sind prohibitiv hoch. Die Aufrechterhaltung eines angemessenen Eigenversorgungsgrades ist wichtig, ebenso wichtig ist aber auch eine gute Vernetzung mit dem Ausland zur Optimierung der Bewirtschaftung in «normalen Zeiten».

Die ElCom warnt seit Jahren vor der Gefährdung der Versorgungssicherheit. In ihrem neusten Bericht vom 27. Februar 2020 hat sie auf die sich verschlechternde Versorgungslage im Winterhalbjahr hingewiesen, die sich weiter zuspitzen wird, wenn Kernkraftwerke in der Schweiz und Kern- und Kohlekraftwerke in den Nachbarländern in grösserer Zahl vom Netz gehen.⁸ Sie schreibt bezüglich der Schweizer Kapazitäten:

«Insgesamt fallen in den nächsten 15 - 25 Jahren rund 14 TWh Winterproduktion weg. Zusammen mit dem durchschnittlichen Importbedarf aus den letzten 10 Jahren führt dies rechnerisch (ohne Zubau im Inland) zu einem Winter-Importbedarf von rund 17 TWh.»

Wir begrüssen es, dass der Bundesrat die Fortschritte bei der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien explizit anerkennt. Auch finden wir es korrekt, dass der Bundesrat einen «Ausbau betrachtet, der notwendig ist, um im Jahr 2050 über das Jahr gesehen den Strombedarf der Schweiz decken zu können».⁹ Allerdings werden diese Betrachtungsweisen in der Vernehmlassungsvorlage vom Bundesrat nicht umgesetzt.

Für die Botschaft wünschen wir uns, dass die Ausbauziele angepasst und die Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Gesetz explizit verankert werden.

- A. Auch für das inländische Stromangebot im Winterhalbjahr sind Zielwerte im Gesetz zu verankern, die innerhalb definierter Fristen verbindlich umzusetzen sind. Die Berechnungsmethoden inkl. Anrechnung von Speichern und von neuen Kapazitäten sind per Verordnung zu regeln; dabei können auch vertragliche Vereinbarungen, die dank dem Abschluss eines Stromabkommens mehr Sicherheit schaffen, berücksichtigt werden.
- B. Die Ausbauziele in Artikel 2 EnG sind, unter Berücksichtigung der Speicher, auf die knappen Monate im Winterhalbjahr auszurichten, wenn Engpässe entstehen können. Speichertechniken sind entsprechend ihrer Leistungsfähigkeit zu berücksichtigen und die Förderung von neuen Speichern sollte gesetzlich ebenfalls verankert werden.

⁸ Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion, Einschätzung der ElCom, 27. Februar 2020

⁹ Erläuterungen Seite 12

- C. Alle Speicher sollten bei den Netzgebühren gleich behandelt werden: Pumpspeicherwerke, Batterien, synthetische Gase aus erneuerbaren Energien und Wärmespeicher, soweit sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit mit Elektrizität leisten.
- D. Die Ausschreibungen von Grossanlagen sollten auch auf die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr ausgerichtet werden können. Sie sollen alle zweckdienlichen Techniken berücksichtigen und sind nicht-diskriminierend zu gestalten.¹⁰
- E. Die Wahrscheinlichkeit, dass der Weiterbetrieb von Kernkraftwerken vorzeitig eingestellt wird, soll bei den Ausbauzielen berücksichtigt werden, wie es die ElCom tut. Die Ersatzplanung soll möglichen, unvorhergesehenen Abschaltungen Rechnung tragen, indem Ersatzkapazitäten ex ante aufgebaut und potenzielle Standorte im Voraus definiert werden. Für Photovoltaik sollten die Kantone bei der Schaffung von Planungsgrundlagen einbezogen werden. Wie bei den Fruchtfolgeflächen ist eine Standortvorratspolitik im Gesetz zu verankern, ebenso die Priorisierung von Installationen auf öffentlichen Gebäuden und Anlagen.

Wir begrüssen es, dass der Bundesrat bei seinen Betrachtungen den zusätzlichen Strombedarf für Wärmepumpen (anstelle fossiler Heizungen) und für Elektromobile (anstelle von Verbrennungsmotoren) einbeziehen will. Die Energie-Perspektiven sollten zudem die Bedürfnisse der Industrie nach CO₂-neutralen Energien und Grundstoffen (Wasserstoff, Biomethan usw.) berücksichtigen und die Energieeffizienz weiterhin hoch gewichten.

4. Zu den einzelnen Bestimmungen im Energiegesetz

(In Anlehnung an die Vernehmlassung der Allianz Schweizer Energiewirtschaft für ein wirksames Finanzierungsmodell erneuerbarer Energie)

Antrag Art. 15 Abnahme – und Vergütungspflicht für Elektrizität (neu)

¹ Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

² Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

³ Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt für Klein- und Grossanlagen, welche durch eine Leistungsobergrenze limitiert ist. Kleinanlagen haben in der Regel eine maximale Leistungsobergrenze von 250 kW bis 1 MW, abhängig von der Technologie. Der Bundesrat kann die Leistungsobergrenze für Klein- und Grossanlagen technologisch unterschiedlich ausgestalten, wenn dies zur Erreichung der Ausbauziele sinnvoll erscheint. Anlagen über der Leistungsobergrenze werden durch diesen Artikel nicht berührt.

⁴ Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt und überwälzt in einem Umlageverfahren die nicht gedeckten Kosten diskriminierungsfrei auf die Energieversorgungsunternehmen mit Endkundenlieferverpflichtungen. Die Energieversorgungsunternehmen mit Endkundenver-

¹⁰ Das Bundesamt für Energie soll die Spielregeln für die Auktionen im Detail festlegen. Für die Durchführung der Auktionen könnte sich die ElCom am besten eignen, weil sie unabhängig von der Elektrizitätswirtschaft operiert.

pflichtung können die Umlagekosten in die Endkundenpreise einrechnen. Der Bundesrat kann zur Vermeidung von regional ungleichen Belastungen durch Rückliefertarife zusätzliche Ausgleichsmassnahmen anordnen.

⁵ Die Vergütung der Elektrizität bei Kleinanlagen richtet sich nach der vom Bundesrat festgelegten schweizweit gültigen Rückliefervergütung. Der Bundesrat orientiert sich bei der Festlegung an der mehrjährigen Strompreisentwicklung für Endkunden in der Grundversorgung gemäss den Erhebungen der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom.

⁶ Die Vergütung der Elektrizität bei Grossanlagen richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23, wenn im Rahmen der Direktvermarktung keine andere Einigung zwischen dem Produzenten und dem Energieversorgungsunternehmen erzielt wird.

⁷ Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen oder eine gleitende Marktprämie nach Art. 19 beanspruchen.

Begründung

Der Artikel 15 legt das Finanzierungsmodell im Generellen fest. Es wird zwischen Kleinanlagen und Grossanlagen unterschieden. Kleinanlagen erhalten eine schweizweite, umlagefinanzierte Rückliefervergütung, Grossanlagen können in einer Ausschreibung eine gleitende Marktprämie beantragen, wenn der Referenz-Marktpreis für eine Investitionstätigkeit nicht genügend Sicherheit gewährt.

Antrag Art. 15a Abnahme- und Vergütungspflicht von Gas aus Biomasse und anderen erneuerbaren Energien (*neu*)

Die materielle Regelung ist Gegenstand der aktuellen Erarbeitung des GasVG.

Für Biogas-Einspeisung schlagen wir folgende Formulierung vor:

Bei Biogas orientiert sich die Vergütung am Preis, den der Gasnetzbetreiber für den Kauf von Biogas aus neuen inländischen Produktionsanlagen zu bezahlen hätte. Der Bundesrat regelt die Höhe der Vergütung; er kann eine Rückvergütung der Kosten aus der Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe oder aus einer Klimaabgabe vorsehen.

Begründung

Zur Abnahme und Vergütung von Gas und Elektrizität sollte je ein separater Artikel gelten. Die spezifischen Regelungen für Gas werden derzeit im Rahmen des GasVG diskutiert und sind nicht Gegenstand der Revision EnG.

Antrag Art. 19 Teilnahme am Einspeisevergütungssystem Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien

¹ Am Einspeisevergütungssystem Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien können die Betreiber von ~~Neuanlagen~~ neuen oder erheblich erweiterten Anlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen und unterhalb der Leistungsobergrenze liegen: a. Wasserkraft; b. Sonnenenergie; c. Windenergie; d. Geothermie; e. Biomasse.

² ersatzlos streichen (Ausschreibungen werden nur durchgeführt, wenn Mittel vorhanden sind)

³ ...

⁴ Nicht am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können die Betreiber von:

- a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 300 kW;
- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 250 kW;
- c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen;
- e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

⁵ streichen

⁶ Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe a und b weiter unterteilen, damit eine der Leistungsgrösse entsprechende Rückliefervergütung festgelegt werden kann. Er kann Leistungsgrenzen zwischen Gross- und Kleinanlagen auch für andere Technologien einführen (z.B. Windkraft).

⁷ ...

Begründung

Im Artikel 19 werden die Regeln für das Ausschreibungsmodell der gleitenden Marktprämie bei Grossanlagen formuliert und für die Kleinanlagen eine schweizweite Rückliefervergütung bis 250 kW festgeschrieben. Eine weitere Unterteilung der Rückliefervergütung ist möglich.

Antrag Art. 20 Teilweise Teilnahme

¹ ... am Ausschreibeverfahren teilnehmen kann, insbesondere...

³ *(neu)* Erheblich erweiterte Anlagen nehmen nur im Umfang der dadurch erzielten Mehrproduktion am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teil.

Begründung

Das Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien schafft Anreize für das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Entsprechend ist bei bestehenden Anlagen nur die durch Erweiterungen erzielte Mehrproduktion teilnahmeberechtigt.

Antrag Art. 21 Direktvermarktung

¹ ...

² Für ~~einzelne Anlagentypen~~ Kleinanlagen bis 250 kW, die nach dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, legt der Bundesrat eine schweizweite Rückliefervergütung fest, die oberhalb des Referenz-Marktpreises liegt. Kleinanlagen, welche die schweizweite Rückliefervergütung beanspruchen, müssen ihre Elektrizität nicht direkt vermarkten.

³ Die Vergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der ~~Einspeiseprämie~~ gleitenden Marktprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 entspricht sie der schweizweiten Rückliefervergütung.

⁴ Die ~~Einspeiseprämie~~ gleitende Marktpremie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem in der Ausschreibung ermittelten Gebotspreis und dem Referenz-Marktpreis.

⁵ Übersteigt bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.

⁶ *(neu)* Der Bundesrat legt aufgrund der Ausschreibungen eine administrierte gleitende Marktpremie fest, die von Grossanlagen beansprucht werden kann, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen und einen erheblichen Teil der Produktion im Eigenverbrauch nutzen.

Begründung

Der Grundsatz der Direktvermarktung und damit der Marktintegration der neuen Produktionskapazitäten wird beibehalten. Preisstützungssysteme müssen zwingend die Marktpreise berücksichtigen. Dies kann nur ein Modell mit Marktpremie aufgrund von Ausschreibungen. Für Kleinanlagen sind Ausnahmen möglich und die sind hier formuliert. Für Anlagen, die im bisherigen Einspeisevergütungssystem verbleiben, ist eine Übergangsbestimmung am Ende des Gesetzes zu ergänzen.

Antrag Art. 22 Vergütungssatz

¹ *(neu)* Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt.

² Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. Er kann entsprechend den Bedürfnissen des Marktes (saisonal oder höhere zeitliche Auflösung) abgestuft werden.

³ Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere für die vom Bundesamt für Energie festgelegte gleitende Marktpremie bei Anlagen mit Eigenverbrauch (*Rest streichen*).

Begründung

Grundsätzlich werden die Vergütungssätze nur noch im Ausschreibungsverfahren festgelegt. Da aber auch Grossanlagen den Eigenverbrauch nutzen können, muss für diese Anlagen ein von der Verwaltung festgelegter Vergütungssatz ermöglicht werden. Dieser Vergütungssatz kann sich an den Ergebnissen der Ausschreibungen orientieren und einen Standard-Eigenverbrauch berücksichtigen. Eine Einzelfallprüfung ist auszuschliessen.

Antrag Art. 24 Grundsatz

¹ ... der folgenden Anlagen können, ~~sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36)~~, einen Investitionsbeitrag

² Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremie (Art. 19) teilnehmen können.

Begründung

Ein verlässliches Finanzierungsmodell für den Umbau des Energiesystems muss diese «sofern die Mittel reichen-Philosophie» überwinden. Wenn die Versorgungssicherheit als systemrelevant betrachtet wird, kann nicht in diesem kleinlichen Gedanken der begrenzten Mittel verharret werden. Der Ansatz 2 ermöglicht auch, dass Investitionsbeiträge für Grossanlagen denkbar sind, wenn sie auf die gleitende Marktpremie verzichten. Der Bundesrat tut aber gut daran, das zukünftige Preisstützungssystem für Grossanlagen ausschliesslich auf die gleitende Marktpremie abzustellen.

Antrag Art. 25 a Auktionen für die Einmalvergütung

Streichen

Begründung

Kleinanlagen eignen sich nicht, um in Auktionen ihre Investitionsrahmenbedingungen zu ermitteln. Diese Bürokratie muss nicht sein, denn die Preisstützung kann mit abgestuften Einmalvergütungen wie bisher erfolgen.

Antrag Art. 26 Regelungen zur Wasserkraft

¹ Für neue und erhebliche erweiterte Wasserkraftanlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden, sofern:

- a. es sich um Nebennutzungsanlagen handelt; oder
- b. sie innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen und mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind; oder
- c. wenn gleichzeitig Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 EnG zu entschädigen sind.

² Kein Anspruch auf Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage.

³ Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

⁴ Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach Art. 19 Abs. 1 lit. a erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 oder einer allfälligen Förderung nach Art. 19 Abs. 1 lit. a abgezogen.

Begründung

Neuanlagen und Erweiterungen können mit der gleitenden Marktprämie gestützt werden. Die äusserst restriktive Haltung bei Kleinwasserkraftwerken soll aufgehoben werden. Die gewässerökologischen Auflagen haben alle Kraftwerke zu erfüllen, ganz egal ob klein oder gross. Eine Überförderung und damit eine Realisierung an nicht geeigneten Standorten kann durch die Gewährung von bescheidenen Investitionsbeiträgen vermieden werden.

Kommentar Art. 26a Risikogarantie für Erneuerung von Wasserkraftanlagen (neu)

Für die Erneuerung der Wasserkraft ist unbedingt eine Regelung vorzusehen. Die IBK verzichtet auf eine konkrete Formulierung, unterstützt aber das Anliegen der AXPO in der Grundausrichtung. Dies auch unter dem Gesichtspunkt, dass ein neues Finanzierungsregime für alle erneuerbaren Produktionskapazitäten im wettbewerblichen Strommarkt jetzt erarbeitet werden muss.

Antrag Art. 35 Erhebung und Verwendung

³ Der Netzzuschlag beträgt 2.3 Rp./kWh. Der Bundesrat kann ihn für die Ausschreibungen gemäss Art. 19 bedarfsgerecht erhöhen, sollten die verfügbaren Mittel zur Zielerreichung nicht reichen.

Begründung

Die Rahmenbedingungen können nur verbessert werden, wenn der Bundesrat über die Mittelherkunft die Geschwindigkeit der Zielerreichung steuern kann. Ein Finanzierungsregime für eine verbesserte Versorgungssicherheit dank neuen Kraftwerkskapazitäten, das gleichzeitig auf Wartelisten aufbaut, lehnen wir ausdrücklich ab.

Art. 36 Mittelverwendung

Kommentar

Dieser Artikel ist neu zu konzipieren, die Mittelverwendung ist so auszugestalten, dass Kraftwerke gebaut werden können und die Gesetzgebung sich nicht darin erschöpft, ein Wartelistenmanagement aufzubauen. Daraus ergibt sich folgende Priorisierung:

1. Kleinanlagen müssen immer sofort Finanzierungszusagen erhalten; diese Priorisierung ergibt sich aus den tiefen Kosten von Einmalvergütungen und aus den raumplanerischen Zielen;
2. Die Ausschreibungsvolumen von Grossanlagen haben sich nach der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und den energie- und klimapolitischen Zielen zu richten.

Alle gesetzlichen Grundlagen für ein Wartelistenmanagement lehnen wir ab, weil wir der Meinung sind, dass wir heute ein Finanzierungsregime für einen Systemumbau zu mehr erneuerbaren Energien gestalten. Diese energiewirtschaftliche und klimapolitische Systemrelevanz erlaubt es nicht mehr, weiterhin dem Gedanken einer Warteliste anzuhängen.

Antrag Art. 37a Umlagefinanzierung für Kleinanlagen

¹ Die Investitionsbeiträge und die schweizweite Rückliefervergütung für Kleinanlagen gemäss Art. 19 werden von den Verteilnetzbetreibern, die Endkunden beliefern, als Zuschlag zu den Netzkosten verrechnet.

² Die Unternehmen dürfen die dabei entstehenden Kosten auf die Endkunden überwälzen und in die Energiepreise einrechnen.

³ Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

Begründung

Für die Kleinanlage wird keine Abgabe im Sinne des Netzzuschlags erhoben. Vielmehr soll eine Umlagefinanzierung im Strombereich wieder Einzug halten. Diese Regelung war bereits mit dem Energienutzungsbeschluss 1990 und mit dem Energiegesetz 1998 geschaffen worden und mit dem KEV-Zuschlag abgeschafft worden. Die jüngste Rechtsprechung auf europäischer Ebene zeigt, dass eine **Umlage statt eine Abgabe**, der richtige Weg ist, die erneuerbaren Energien verlässlich in das Versorgungssystem einzubauen. Daher vertreten wir die Ansicht, dass das heutige Abgaberegime grundsätzlich in ein Umlagesystem umzuwandeln ist. Sofern dies nicht möglich erscheint, sollte mindestens für Kleinanlagen ein verlässlicher Finanzierungsmechanismus gefunden werden. Das Umlageverfahren muss jetzt ins Energierecht transformiert werden, wie es in europäischen Nachbarländern auch vollzogen wurde und wie es bei der Umlage der Regelennergie und den Systemdienstleistungen bereits vollzogen wurde.

Antrag Art. 38 Auslaufen der Unterstützung

Ersatzlos streichen

Begründung

Wir setzen heute Regulierungen auf für die Transformation eines ganzen Energiesektors für die nächsten 30 Jahre. Dabei müssen sich das Marktdesign (wettbewerblich und grenzüberschreitend mit Strombörsen) und das Finanzierungsdesign (Preisstützungssystem aufgrund von Auktionen) langfristig ergänzen. Der hier im Artikel 38 formulierte Unterstützungsgedanke ist eine nicht mehr sachgerechte Formulierung. Denn wenn die Marktpreissignale langfristig genügen, dann werden in Auktionen die gleitenden Marktpremien gegen Null tendieren und sie erledigen sich von alleine. Stellen sich aber an den Strombörsen aber dauerhaft Preise ein, die nur noch den Grenzkosten der teuersten Anlage entsprechen, und tendieren diese Grenzkosten immer stärker gegen null, dann ist eine Finanzierung neuer Kapazitäten mittels der gleitenden Marktpremie zwingend nötig und kann dank seiner Flexibilität als kostenminimales Verfahren betrachtet werden. Einzig für Kleinanlagen kann von einer Unterstützung gesprochen werden, diese Unterstützung muss aber über einen schweizweiten Rückliefer tariff immer umlagefinanziert werden und orientiert sich an den Endkundenenergiepreisen. Das Auslaufen der Unterstützung ist kein verlässliches Signal bei der Gestaltung von Rahmenbedingungen. Eventualiter müsste es, wenn schon, so formuliert sein, dass 3 Jahre vor dem Auslaufen der Unterstützung die Bundesversammlung über die weitere Regulierung zum Umbau des Energiesystems mit den damaligen Erkenntnissen befindet.

Antrag Änderungen in anderen Erlassen

StromVG Art 9a (neu)

¹ Der Bundesrat definiert Zielsetzungen für die zusätzliche Produktion im Winterhalbjahr und für das langfristig benötigte Speicherinventar im Inland, das benötigt wird, um bei Engpässen oder Versorgungskrisen die Sicherheit der Stromversorgung aus inländischen Quellen zu gewährleisten. Er trägt dabei der Flexibilität der Nachfrage Rechnung.

² Für Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Zuschlag auf den Übertragungskosten von maximal 0.2 Rp/kWh erhoben. Daraus werden die Mehrkosten finanziert

- a. von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten, die durch die Ausrichtung der Produktion auf das Winterhalbjahr hervorgehen;
- b. für die Schaffung von Speichern;
- c. für den Ausbau der Sektorkopplung, soweit diese zur Vermeidung von Engpässen in der Stromversorgung beiträgt.

Reicht der Zuschlag auf den Übertragungskosten nicht aus, berichtet der Bundesrat den Eidgenössischen Räten und stellt Antrag auf eine Neuregelung.

³ Die Verwendung der Mittel nach Absatz 2 ist nichtdiskriminierend und nach wettbewerblichen Gesichtspunkten zu gestalten; es sind im Grundsatz alle Technologien zu berücksichtigen, die im Zuge einer vermehrt witterungsabhängigen Stromerzeugung eine systemdienliche Rolle übernehmen können. Bei der Beurteilung der Systemdienlichkeit soll anhand von technischen Kriterien die Multifunktionalität neuer Speicher berücksichtigt werden.

⁴ Der Bundesrat berichtet über die Verwendung der Mittel und deren Wirksamkeit im Rahmen des Monitorings nach Artikel 55 EnG.

Begründung

Die Leistungen in Art 9a dienen der Finanzierung von Investitionen, welche die Sicherstellung der Versorgung im Winterhalbjahr und die Vorhaltung von Leistung (kW) oder von Energie (kWh) im Hinblick auf Spitzenlasten verbessern. Diese Zielsetzung legt Art. 9 des StromVG bereits heute fest.

Was die Schaffung von Speichern anbelangt, sollen diese unabhängig von Technologie und Grösse im Netz anspruchsberechtigt sein; zentrales Kriterium soll die Systemdienlichkeit sein. Wettbewerbliche Verfahren sollen dazu dienen, wirtschaftliche Gesichtspunkte bei der Auswahl der Installationen zu berücksichtigen.

Die Beiträge an die Zusatzproduktion für das Winterhalbjahr und für die Speicherung ergänzen die Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds und können von der nationalen Netzgesellschaft direkt auf die Netzkosten umgelegt werden. Die Kosten der Bewirtschaftung von Speichern werden nicht mit den Mitteln nach Artikel 9a finanziert. Die Deckung von Reserve- und Vorhaltekosten gehört bereits zum Leistungsauftrag der Netzgesellschaft nach Artikel 20 StromVG und wird aus den ordentlichen Gebühren von Swissgrid bestritten. Swissgrid finanziert die Systemdienstleistungen auf Basis von Grenzkosten (Marktpreise für Nutzungskosten bereits vorhandener Speicher). Diese Marktpreise sind zu gering, um den Bau neuer Speicher zu veranlassen. Die Finanzierung neuer Speicher kann durch Investitionsbeiträge oder durch eine gleitende Marktprämie erfolgen. Das Gesetz macht dazu keine festen Vorgaben. Es ist am Bundesrat, die Modalitäten zu bestimmen und der Entwicklung anzupassen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung dieser Stellungnahme und stehen für Rückfragen jederzeit zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüssen

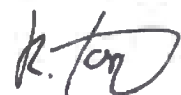
INTERESSENGEMEINSCHAFT BÜNDNER KONZESSIONSGEMEINDEN (IBK)

Der Präsident:



Not Carl

Der Sekretär:



Reto Jörgen



Ville de Lausanne

Municipalité

case postale 6904 – 1002 Lausanne

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie
et de la communication (DETEC)
Mme Simonetta Sommaruga
Conseillère fédérale

Par email : EnG@bfe.admin.ch

dossier traité par
notre réf. A.1/2020/28 – ec
votre réf.

Lausanne, le 18 juin 2020

Procédure de consultation dans le cadre de la révision de la loi sur l'énergie

Madame la Conseillère fédérale,

Nous vous remercions de nous offrir l'occasion de prendre position sur la révision de la loi sur l'énergie (LEne). Nous profiterons de la présente pour réagir également sur les principes adoptés pour guider la révision de la loi sur l'approvisionnement.

En préambule, la Municipalité relève que le Parlement fédéral devrait pouvoir se prononcer en même temps sur les projets révisés de la LEne et de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et pour pouvoir s'assurer que ces deux révisions contribuent bien de manière coordonnée à atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050.

Concernant le projet de révision de la LEne, la Municipalité de Lausanne se réjouit que la Confédération prolonge et développe des moyens de soutien au développement des énergies renouvelable de manière simple et uniforme, avec des outils connus et éprouvés. La possibilité de prolonger le soutien au-delà de 2035, voire d'augmenter les moyens à disposition, est nécessaire pour compenser la perte d'énergie qu'entraînera la fermeture définitive des centrales nucléaires et l'augmentation des nouveaux usages de l'électricité. Comme l'indique le rapport explicatif, la décarbonisation du secteur des bâtiments et de la mobilité va entraîner une augmentation de la consommation d'électricité que les mesures d'efficacité énergétique ne pourront pas compenser entièrement. La Municipalité de Lausanne est favorable à une augmentation de 50% des objectifs de production renouvelable indigène fixée pour 2035 et pour 2050 et demande que soit vérifié si les moyens de soutien alloués sont toujours suffisants.

Un objectif de développement des capacités de production hivernale devrait également être inscrit dans la loi, comme le demande la Commission fédérale de l'électricité (EiCom), qui estime qu'il devrait se situer dans une fourchette de 5 à 10 TWh pour 2035¹.

Durant la crise liée à la pandémie de COVID-19, les partis politiques suisses ont largement évoqué la nécessité de retrouver une certaine autonomie sanitaire par des capacités nationales de production de matériel médical et de médicaments. En 2018, deux initiatives sur la souveraineté alimentaire ont été soumises au peuple et acceptées par les Vaudois, mais refusées au niveau

¹ « Conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée. Évaluation de l'EiCom » du 27 février 2020.

national. Ce souci manifesté pour une meilleure souveraineté découle d'une volonté de limiter les effets négatifs de la mondialisation libérale. En cas de crise, l'autonomie en matières sanitaire et alimentaire est étroitement dépendante de la capacité d'approvisionnement énergétique de la Suisse et particulièrement de sa capacité d'auto-approvisionnement en électricité. Les objectifs indicatifs de production pour 2035 et 2050 devraient s'accompagner d'un taux cible d'autoproduction pour le pays. L'Association suisse des électriciens (AES) estime que ce taux devrait être fixé à 80% au semestre d'hiver avec une réserve de 14 jours.

Le Conseil fédéral continue à compter sur les importations européennes et insiste sur la nécessité d'un accord sur l'électricité avec l'Union européenne (UE). Les premières mesures prises par les pays de l'UE pour faire face à la pandémie ont montré qu'ils ont réagi d'abord pour protéger leur intérêt national, souvent au détriment de leurs partenaires, sans chercher de solution solidaire, ni promouvoir l'entraide. En outre, un accord sur l'électricité avec l'UE n'apportera aucune garantie supplémentaire en matière de sécurité d'approvisionnement².

Le Conseil fédéral, pour obtenir un accord sur l'électricité, doit ouvrir complètement le marché de l'électricité. Cet accord vise à améliorer la stabilité du réseau suisse et l'accès au marché européen. La Municipalité estime que la priorité doit être donnée à la transition énergétique et la sécurité d'approvisionnement du pays. Or, à ce jour, les conditions ne sont toujours pas réunies pour qu'une ouverture complète du marché de l'électricité n'entrave pas la transition énergétique. Dans ces conditions, il n'est pas responsable de vouloir ouvrir complètement ce marché.

Le rapport explicatif affirme en page 10 : « Par ailleurs, la dynamique sur un marché libéralisé laisse présumer un développement des énergies renouvelables et donc une amélioration de la sécurité d'approvisionnement ». Si la Municipalité estime également que la sécurité d'approvisionnement passe nécessairement par le développement des énergies renouvelables, elle ne voit pas en quoi un marché libéralisé, orienté uniquement sur les signaux de prix permet le développement des énergies renouvelables. Un système de quota serait nécessaire pour donner une assise ferme à ce développement, particulièrement dans un marché entièrement libéralisé.

Si le taux d'auto-approvisionnement en électricité du pays est une priorité stratégique, disposer d'un système électrique robuste dans son ensemble est également indispensable. C'est une garantie supplémentaire pour éviter des pertes qui peuvent être énormes pour l'économie et des désagréments pour le confort des citoyens. L'évolution en cours des réseaux électriques vers plus de complexité et de gestion électronique est propre à les rendre plus fragiles et vulnérables.

Une ouverture du marché du comptage contribuera à réduire encore la robustesse des réseaux, augmentera les coûts (plusieurs infrastructures informatiques de comptage concurrentes à amortir, multiples poses et déposes de compteurs sans nécessité technique, suppression des économies d'échelle pour le gestionnaire de réseau, augmentation des coûts pour les clients restants) et réduira l'efficacité des processus actuels (référencement du compteur, données d'exploitation, contrôle et interventions), sans présenter d'avantages pour les clients. On comprend mal, en outre, comment cette ouverture sera coordonnée avec le déploiement actuel des systèmes de mesure intelligents, notamment comment les gestionnaires de réseau pourront amortir les investissements importants que la stratégie énergétique leur impose de faire aujourd'hui.

La Municipalité reste opposée à la libéralisation de la mesure qui représenterait un gaspillage important de ressources. Une obligation légale de mise à disposition des données sous une forme

² Idem, p. 6 : « Mais au regard de la sécurité de l'approvisionnement, les possibilités dans le cadre d'une réglementation avec l'UE sont limitées, car un accord sur l'électricité n'affecte pas la capacité d'exportation des pays voisins et les dispositions de l'UE pour définir la capacité transfrontalière aux frontières de l'UE seront appliquées indépendamment de l'accord sur l'électricité ».

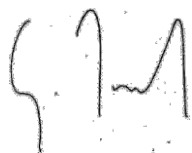
définie, avec l'accord du client, serait suffisante pour permettre l'innovation et l'émergence de nouveaux services.

Concernant les remarques techniques sur le projet de loi, la Municipalité renvoie à la prise de position de l'Union des villes suisses qu'elle soutient entièrement.

En vous remerciant de l'attention que vous porterez à la présente, nous vous prions de croire, Madame la Conseillère fédérale, à l'expression de notre très haute considération

Au nom de la Municipalité

Le syndic
Grégoire Junod



Le secrétaire
Simon Affolter





2020.02773

P.P. CH-1951
Sion

A

Poste CH SA

Département fédéral de
l'environnement, des transports, de
l'énergie et de la communication
Madame Simonetta Sommaruga
Conseillère fédérale
3003 Berne



Références JF/JNG
Date 24 juin 2020

Consultation - Révision de la loi sur l'énergie (mesures d'encouragement à partir de 2023)

Madame la Conseillère fédérale,

Nous vous remercions de nous avoir offert l'opportunité de nous prononcer sur le projet de révision cité en marge. De manière générale, nous soutenons les prises de position de l'EnDK du 7 mai 2020 et de la Conférence gouvernementale des cantons alpins du 26 mai 2020 et tenons à vous faire part des considérations suivantes.

I. Appréciation générale

Nous saluons la volonté du Conseil fédéral de proposer une révision de la loi sur l'énergie (LEne), qui vise à instaurer une sécurité en matière de planification et des incitations à l'investissement, tout en renforçant la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Nous considérons que tant la prolongation des mesures d'encouragement jusqu'en 2035 que les mesures proposées telles que l'extension des mesures de soutien à l'énergie hydraulique, l'augmentation des subventions disponibles, les contributions aux coûts de planification des projets, la possibilité pour le DETEC de désigner des installations comme projets prioritaires et les mises aux enchères pour les grandes installations photovoltaïques vont dans la bonne direction.

Cela étant, dans la mesure où les mesures d'encouragement sont prévues jusqu'en 2035 et que la prime de marché devrait disparaître à partir de 2023, nous ne pouvons que constater que ce projet ne permet pas de satisfaire complètement le mandat donné au Conseil fédéral d'élaborer un projet d'acte visant à introduire un modèle proche de la réalité du marché pour soutenir les grandes centrales hydrauliques (art. 30 al. 5 LEne). En sus, si la sécurité en matière de planification est renforcée à moyen terme par le caractère contraignant des objectifs de développement et le maintien de mesures d'encouragement, ces mesures n'instaurent toujours pas les incitations à l'investissement pour tous les types de production. Aussi, nous sommes d'avis que le projet ne répond que partiellement aux motions 18.3000 et 19.3004 qui demandent des incitations à long terme pour investir dans les installations de production d'électricité afin de maintenir la sécurité de l'approvisionnement en électricité.

II. Prise de position sur différents aspects du projet

a. Objectifs de développement et durée de l'encouragement

Nous saluons le caractère contraignant des objectifs de développement visés à l'art. 2 et la prolongation de la durée d'encouragement prévue à l'art. 38 LEne à fin 2035. L'analyse périodique de l'efficacité des mesures et la possibilité pour le Conseil fédéral de prendre des mesures supplémentaires introduites par la modification de l'art. 55 al. 1 et 3 LEne apparaissent également pertinentes. Nous considérons toutefois qu'un accroissement des objectifs de développement basé sur les nouvelles perspectives énergétiques et sur le scénario de zéro émission nette pour 2050, est nécessaire. Il est probable que les valeurs indicatives de consommation selon l'art. 3 LEne doivent également être adaptées dans ce contexte.

Demandes :

- Accroître les objectifs de développement et réviser les valeurs indicatives de consommation sur la base des nouvelles perspectives énergétiques (EPCH 2050+) et de l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050 (art. 3 LEne) ;
- Communiquer de manière transparente les coûts associés au développement des énergies renouvelables.

b. Énergie hydraulique

L'abandon progressif de l'énergie nucléaire place la force hydraulique au cœur de la production indigène d'électricité. À cela s'ajoute son rôle central pour la sécurité de l'approvisionnement pendant les mois d'hiver par ses capacités de stockage à long terme et de régulation du réseau. Dans son projet, le Conseil fédéral reconnaît l'importance de la force hydraulique en promouvant l'expansion de l'énergie hydraulique par l'extension de la durée de l'instrument de soutien, l'augmentation des fonds de soutien disponibles, les contributions aux coûts de planification des projets ou encore par la possibilité de priorisation des installations au sens de l'art. 26 al. 7. Si nous saluons ces mesures, la fixation d'objectifs contraignants pour l'hydroélectricité et l'augmentation des subventions ne garantissent pas à elles seules la réalisation de nouveaux projets de construction, d'expansion et de rénovation.

Dans la pratique, les obstacles dus à la protection des paysages et des eaux pour les projets prometteurs sont encore trop importants, malgré l'intérêt national nouvellement introduit pour les énergies renouvelables. Aussi, nous prions le Conseil fédéral de rapidement prendre en charge la coordination des futurs sites prometteurs, en particulier des sites de stockage.

Ces dernières années, les investissements ont été sensiblement réduits en raison de la faiblesse des prix du marché. Si les prix du marché tombent à un niveau bas sur une période de plusieurs années, les investissements d'entretien seront réduits à un minimum acceptable en termes de sécurité. En conséquence, l'état des centrales se détériorerait, ce qui aurait un impact négatif sur la sécurité de l'approvisionnement d'une part et conduirait à la non-réalisation des objectifs de la stratégie énergétique d'autre part. Il apparaît par conséquent inapproprié d'exclure explicitement du régime de promotion les rénovations notables des centrales de plus de 5 MW (art. 26 al. 1 let. c).

S'agissant du soutien à la construction de nouvelles installations hydrauliques, avec l'expansion à l'échelle européenne des énergies photovoltaïque et éolienne, le besoin de stockage à court et à long terme va s'accroître. Aussi, l'exclusion des mesures d'encouragement des projets de pompage-turbinage n'apparaît pas appropriée.

Enfin, nous estimons nécessaire de compléter les mesures proposées par un modèle qui permettra des investissements dans les installations hydroélectriques existantes même en période de mauvaise conjoncture ou d'incertitude. Ce modèle devra être appliqué exclusivement en période de crise et pourrait s'apparenter au remboursement d'une partie des investissements ou au versement de primes. Aussi, il nous apparaît essentiel de maintenir la prime de marché jusqu'à la mise en œuvre d'un tel instrument.

Demandes :

- Généralement : augmenter les mesures d'encouragement en faveur de la force hydraulique afin de garantir l'état existant et son extension ;
- Étudier un modèle complémentaire aux mesures d'encouragement pour améliorer la sécurité de planification et d'investissement requise pour la force hydraulique avec son long horizon d'exploitation de 60 ans ou plus ;
- Maintenir les contributions d'investissement pour les rénovations de grandes centrales hydrauliques existantes et introduire des contributions d'investissement pour les centrales de pompage-turbinage ;
- Maintenir la prime de marché jusqu'à l'introduction d'un mécanisme de protection acceptable pour l'UE si le prix de marché reste très bas à long terme. Ce mécanisme serait lié à des nouvelles constructions et agrandissements ainsi qu'à des rénovations importantes et serait accordé de manière spécifique à chaque centrale, en tenant compte de la contribution à la sécurité de l'approvisionnement.

c. Installations photovoltaïques

Nous soutenons l'intention du Conseil fédéral d'accélérer le développement du photovoltaïque (PV). Nous sommes également favorables au maintien des contributions d'investissement pour les petites installations et à l'augmentation de l'efficacité d'encouragement grâce à l'introduction de mises aux enchères pour les grandes installations PV. Ces dernières ont l'avantage de garantir une utilisation efficace des fonds d'encouragement et la réalisation de grandes installations efficaces. Le modèle reste toutefois très vague en ce qui concerne la forme que prendront les mises aux enchères. Aussi, sur la base de la prise de position de l'EnDK, nous suggérons que des mises aux enchères soient organisées pour les installations de 300 kWp et plus.

Afin d'atteindre des objectifs de développement aussi ambitieux, l'encouragement doit inciter à ce que la totalité de la surface d'un toit adapté pour une installation photovoltaïque soit utilisée et que celle-ci ne soit pas seulement optimisée pour la consommation propre. En conséquence, nous saluons l'augmentation de la contribution d'investissement à 60 % pour les installations sans consommation propre (art. 25 al. 3). Dans ce sens, la possibilité offerte au Conseil fédéral de prévoir des mises aux enchères séparées à des conditions différentes pour les installations avec et sans consommation propre (art. 25a al. 2) est opportune car peu de grandes installations photovoltaïques sans consommation propre ont été réalisées jusqu'à ce jour et celles avec consommation propre ont jusqu'à présent été construites sans surfaces supplémentaires.

S'agissant de la production d'électricité à partir d'installations photovoltaïques pendant les mois d'hiver, nous saluons la possibilité de la choisir comme critère d'adjudication, mais nous estimons qu'il est nécessaire d'octroyer des incitations financières supplémentaires à cet effet dans le cadre de la rétribution unique ordinaire (en dehors des mises aux enchères).

En fin de compte, le développement des installations photovoltaïques dépend non seulement de l'encouragement, mais aussi, dans une large mesure, de la méthode de calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau et des tarifs de rétribution de la production. En ce qui concerne les tarifs de rétribution, il serait souhaitable qu'ils soient uniformes dans toute la Suisse et qu'ils reflètent les facteurs saisonniers.

Demandes :

- Prévoir une mise aux enchères à partir d'une installation de 300 kWp en tenant compte de la charge administrative présumée de l'exploitant ;
- Augmenter les aides financières pour les installations photovoltaïques avec production d'électricité accrue pendant les mois d'hiver, y compris hors des mises aux enchères ;
- Introduire des incitations financières supplémentaires pour la pose de PV sur la totalité de la toiture ;
- Introduire au niveau national des tarifs de rétribution uniformes par gammes de puissance des installations et en tenant compte de facteurs saisonniers.

d. Énergie éolienne

Nous sommes favorables à la poursuite du soutien au-delà de 2022 ainsi qu'au passage au système de contributions d'investissement. Si nous saluons l'introduction des contributions d'étude de projets, nous déplorons le fait que celles-ci ne doivent être utilisées que pour la mesure du vent car les coûts de planification et le temps de mise en œuvre des éoliennes sont très élevés, notamment en raison de la résistance dont elles font souvent l'objet.

S'agissant de la limite inférieure pour l'encouragement de 10 MW proposée, elle empêchera la phase de planification de petits parcs éoliens avec deux ou trois installations dans le domaine et le « repowering » d'installations existantes. C'est pourquoi la limite pour le versement des contributions d'encouragement doit être abaissée à une puissance de 5 MW ou inférieure.

Demandes :

- Augmenter la somme annuelle des contributions d'investissement pour l'énergie éolienne (>15 millions de francs) ;
- Introduire des contributions d'étude de projet étendues ;
- Réduire la limite inférieure pour l'encouragement à une puissance de 5 MW ou inférieure.

e. Autres technologies

Nous saluons le maintien de l'encouragement pour les installations de biogaz et la géothermie au-delà de 2022, ainsi que le passage au système des contributions d'investissement, même si la rentabilité des installations de biogaz n'en reste pas moins difficile. Nous approuvons également les contributions d'étude de projets proposées.

S'agissant de la géothermie, nous tenons à relever que l'approche globale de la mise en valeur du sous-sol décrite dans le rapport explicatif, ne devrait pas uniquement tenir compte des exigences de sécurité, mais également de celles découlant de la protection de la ressource en eau du sous-sol (80 % de l'eau potable en Suisse). En sus, dans la mesure où la géothermie est encore mal acceptée par la population, il nous paraîtrait opportun de compléter les mesures d'encouragement prévues par un programme de sensibilisation pour rendre concret les objectifs de la stratégie énergétique (besoins-enjeux-propositions) et assurer que l'augmentation visée soit un jour réalité.

S'agissant de l'encouragement des centrales à bois par le biais de contributions d'investissement, nous croyons que la capacité naturelle de stockage du bois doit être prise en compte. Les contributions d'investissement devraient être liées, en regard de la sécurité de l'approvisionnement, à des conditions relatives à la production d'électricité et de chaleur durant le semestre d'hiver.

Demande :

- Prévoir que le versement des contributions d'investissement pour les centrales à bois devrait être lié, en regard de la sécurité de l'approvisionnement, à des conditions relatives à la production d'électricité et de chaleur durant le semestre d'hiver.

f. Protection des données

En vertu de l'art. 29 al. 3 let. k du projet, le Conseil fédéral peut prévoir l'obligation pour ceux qui obtiennent une contribution d'investissement au sens du chapitre 5 L'Ene de mettre les données et les informations d'intérêt public à la disposition de la Confédération. Il s'agit par exemple des données de mesure du vent et des géodonnées pour les projets de géothermie. Cette possibilité est un point positif pour les cantons qui contribuent à assurer une documentation uniforme du sous-sol et de ses ressources. Il serait utile dans ce contexte que la Confédération (OFEN ou Swisstopo) mette rapidement à disposition des cantons les modèles minimaux qui doivent être appliqués dans ce contexte. Un gros travail doit être effectué pour faire reconnaître les standards par les milieux professionnels, de grosses disparités étant encore rencontrées dans la documentation systématique des réservoirs et installations géothermiques.

Nous vous prions d'agréer, Madame la Conseillère fédérale, l'expression de notre considération distinguée.

Au nom du Conseil d'Etat

Le président


Christophe Darbellay



Le chancelier


Philipp Spörri

Copie à EnG@bfe.admin.ch (versions Word et PDF)



Regierungsrat, Postfach, 6301 Zug

A-Post

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Zug, 16. Juni 2020 ek

**Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)
Stellungnahme des Kantons Zug**

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK den Regierungsrat des Kantons Zug in oben erwähnter Sache zur Stellungnahme eingeladen. Wir äussern uns dazu gerne wie folgt:

Der Regierungsrat unterstützt das Ziel der Vorlage, gezieltere Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen und damit die Versorgungssicherheit zu stärken. Die bestehenden Förderinstrumente wurden im Hinblick auf mehr Effizienz und Marktnähe weiterentwickelt. Gleichzeitig wurde auf eine Erhöhung des Netzzuschlags verzichtet.

Bezüglich Photovoltaik (PV) teilen wir die Einschätzung der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) und unterstützen deren Anträge gemäss Stellungnahme vom 7. Mai 2020. Insbesondere begrüssen wir die Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen.

Ebenso unterstützen wir die Anträge der EnDK zur Wasserkraft. Auch wir sind der Meinung, dass die Schweizer Wasserkraft im Falle von langfristig sehr tiefen Marktpreisen eine gewisse Absicherung benötigt. Ein mögliches Modell wären gleitende Marktpremien, wie sie etwa die Axpo Holding AG vorschlägt. Ausschreibungsbasierte gleitende Marktpremien werden unter anderem in Deutschland und Frankreich erfolgreich angewandt.

Schliesslich stellen wir uns auch hinter die Einschätzung und Anträge der EnDK zu den übrigen Technologien, namentlich der Holzkraftwerke.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und bitten Sie um Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse
Regierungsrat des Kantons Zug



Stephan Schleiss
Landammann



Tobias Moser
Landschreiber

Kopie an:

- EnG@bfe.admin.ch (Word- und PDF-Format)
- Zuger Mitglieder der Bundesversammlung
- Baudirektion, info.bds@zg.ch
- Amt für Umwelt, info.afu@zg.ch



Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
3003 Bern

24. Juni 2020 (RRB Nr. 632/2020)

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023; Vernehmlassung)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Wir danken Ihnen für die Einladung vom 3. April 2020, zum Entwurf für die Revision des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG, SR 730.0) Stellung zu nehmen, und äussern uns wie folgt:

A. Ausbauziele, Förderzeitraum und Fördermassnahmen

Wir begrünnen die Festlegung verbindlicher Ausbauziele in Art. 2 E-EnG. Derzeit werden die Energieperspektiven des Bundesamts für Energie (BFE) aktualisiert. Dabei wird das Ziel des Bundesrates berücksichtigt, dass die Schweiz ab 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (netto null Treibhausgasemissionen). Wir begrünnen diese Aktualisierung. Die erforderliche Dekarbonisierung des Energiesystems bedingt einen deutlich erhöhten Strombedarf. Der im E-EnG formulierte Zielwert für 2050 für die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien von mindestens 24,2 Terawattstunden muss deshalb nach Vorliegen der aktualisierten Energieperspektiven erheblich erhöht werden (die ersten Abschätzungen des BFE gehen davon aus, dass der Zielwert 2050 um rund 50% höher ausfallen dürfte als der bisherige Wert).

Die Verlängerung der Förderung um fünf Jahre bis 2035 führt zu mehr Planungssicherheit für Investoren und ist zu begrünnen. Anzustreben ist ein beschleunigter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu möglichst geringen Kosten. Es sollte genauer untersucht werden, ob die vorgesehene Förderung mittels einmaliger Investitionsbeiträge kosteneffizienter ist als die in vielen umliegenden Ländern angewandten Fördermodelle, die sich auf den erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom beziehen. Gegebenenfalls könnte die Einführung eines zusätzlichen Absicherungsmechanismus zur Abmilderung der Risiken von langfristig sehr tiefen Marktpreisen die Investitionsbereitschaft deutlich erhöhen und den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung beschleunigen. Allgemein wird mit den vorgesehenen Fördermassnahmen der Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr zu wenig Rechnung getragen.

Antrag 1: Entsprechend der Ergebnisse der aktualisierten Energieperspektiven sind die Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Art. 2 E-EnG erheblich zu erhöhen sowie die Verbrauchsrichtwerte in Art. 3 des geltenden EnG zu überprüfen und gegebenenfalls auch anzupassen.

Antrag 2: Sollte sich nach fünf Jahren abzeichnen, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden, müsste der Bundesrat konsequent die zusätzlich notwendigen Massnahmen im Sinne von Art. 55 Abs. 3 E-EnG beantragen. Bei Bedarf ist die Dauer der Förderung weiter zu verlängern und/oder der Höchstwert des Netzzuschlags für die Finanzierung der Massnahmen in Art. 35 Abs. 3 EnG anzupassen.

Antrag 3: Die Kosten für die Förderung müssen – auch bei einer späteren Anpassung der Ausbauziele – transparent ausgewiesen werden.

Antrag 4: Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr sind neben den Einmalvergütungen weitere finanzielle Anreizsysteme zu prüfen.

B. Photovoltaik

Die Photovoltaik (PV) nimmt aufgrund des vergleichsweise schnell möglichen Zubaus und der hohen Akzeptanz in der Bevölkerung neben der Wasserkraft eine zentrale Rolle bei den erneuerbaren Energien ein. Daher begrüssen wir die Absicht des Bundesrates, den PV-Zubau zu beschleunigen.

Im Bereich der Kleinanlagen sollen die einmaligen Investitionsbeiträge beibehalten werden. Diese haben sich bewährt und vermögen die kleineren Potenziale zu heben. Der erhöhte Investitionsbeitrag von bis zu 60% für kleinere Anlagen ohne Eigenverbrauch (Art. 25 Abs. 3 E-EnG) wird ausdrücklich begrüsst.

Durch die Einführung von Auktionen für einmalige Investitionsbeiträge bei grossen PV-Anlagen können die Mittel effizienter eingesetzt werden und es werden zunächst die kostengünstigsten Grossanlagen gebaut. Unterschiedliche Auktionen für grosse Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch (Art. 25a Abs. 2 E-EnG) begrüssen wir ausdrücklich. Diese Trennung ist wichtig, da grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch im gegenwärtigen Umfeld kaum realisiert werden. Der administrative Aufwand, der mit einer Auktion verbunden ist, sollte den Fähigkeiten der Investoren entsprechen. Aufgrund der Erfahrungswerte im Gebäudebereich scheint die Durchführung von Auktionen ab einer Anlagengrösse von 300 Kilowatt Leistung angemessen. Bei den Auktionen soll der angebotene Fördersatz pro Kilowatt Leistung das Hauptkriterium für den Zuschlag sein. Dass der Bundesrat weitere Kriterien festlegen kann, beispielsweise den Beitrag einer PV-Anlage zur Stromerzeugung im Winterhalbjahr, ist sinnvoll.

Antrag 1: Zur Erreichung der PV-Ausbauziele soll die Förderung geeignete Anreize bieten, damit möglichst die gesamten für die PV geeigneten Dachflächen genutzt werden und nicht nur eine Optimierung für den Eigenverbrauch erfolgt.

Antrag 2: Es sollen gezielte Anreize zur Erhöhung der Stromerzeugung von PV-Anlagen im Winterhalbjahr geschaffen werden.

C. Wasserkraft

Die Wasserkraft wird mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie zum Rückgrat der inländischen Stromerzeugung und nimmt insbesondere für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr eine zentrale Rolle ein. Die Investitionen in die Grosswasserkraft werden von den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach ökonomischen Gesichtspunkten getätigt. Die Investitionen stehen in direkter Konkurrenz zu solchen in andere Anlagen zur Erzeugung (erneuerbarer) Energie im Ausland. Die zu erwartenden Erträge hängen von der Strompreisentwicklung ab. Diese ist von der Schweizer Politik nicht beeinflussbar. Gelingt der nötige Neu- und Ausbau nicht, muss dieser auf der Grundlage von Art. 9 des Stromversorgungsgesetzes (SR 734.7) (Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung) erfolgen. Zurzeit ist das Risiko, dass künftige Erträge die Gestehungskosten nicht decken, gross. Entsprechend befürworten wir die vorgesehenen Investitionsbeiträge von bis zu 60% für neue Wasserkraftanlagen und für erhebliche Erweiterungen von bestehenden Anlagen. Ebenfalls begrüssen wir, dass Anlagen mit einer grossen Bedeutung für die Erreichung der Ausbauziele und die Verbesserung der Versorgungssicherheit prioritär behandelt werden sollen.

Aufgrund der begrenzten Zubaumöglichkeiten ist der Erhalt der bestehenden Grosswasserkraftwerke für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung. Deshalb lehnen wir es ab, dass Investitionsbeiträge für erhebliche Erneuerungen im Gegensatz zum geltenden Art. 24 Abs. 1 Bst. b EnG zukünftig nur für Anlagen mit einer Leistung von höchstens 5 MW vorgesehen sind. Damit würde die Kleinwasserkraft bevorzugt, obwohl sie ökologisch zu gewichtigeren Eingriffen führt.

Antrag: Die im geltenden EnG verankerte Möglichkeit von Investitionsbeiträgen für die erhebliche Erneuerung von bestehenden Grosswasserkraftwerken soll beibehalten werden.

Die Marktprämie gemäss dem geltenden Art. 30 EnG unterstützt die Grosswasserkraft in Zeiten anhaltend tiefer Marktpreise mit wichtigen finanziellen Beiträgen. Die Marktprämie ist jedoch nicht vereinbar mit einem möglichen Stromabkommen mit der EU.

Antrag: Es soll ein von der EU akzeptierter Mechanismus gefunden werden, welcher der Schweizer Wasserkraft in Zeiten anhaltend tiefer Strompreise Beiträge an die nicht gedeckten Gestehungskosten ermöglicht.

D. Windkraft

Die Windenergie bietet gute Voraussetzungen zur Winterstromerzeugung und kann einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Bei der Planung von Windenergieanlagen sind umfangreiche Interessenabwägungen erforderlich, insbesondere mit Landschafts-, Natur- und Umweltschutzinteressen. Die Einführung von Projektierungsbeiträgen sind deshalb zu begrüssen.

Antrag: Die vorgesehenen Projektierungsbeiträge sollen nicht nur für die Kosten der Windmessung, sondern für die gesamten Planungskosten geleistet werden.

Die im Entwurf vorgesehene Untergrenze der Förderung von 10 MW kann die Projektierung von Einzelanlagen und von kleineren Windparks verhindern. Auch bei diesen Anlagen kann das Interesse am Beitrag zur Stromversorgung im Einzelfall höher gewichtet werden als Schutzinteressen. Ein grundsätzlicher Ausschluss von der Förderung ist nicht gerechtfertigt.

Antrag: Auf eine Untergrenze von 10 MW für die Auszahlung von Förderbeiträgen ist zu verzichten.

E. Biomasseanlagen

Dem Wegfall der finanziellen Förderung von Kehrrechtverbrennungsanlagen (KVA) und Abwasserreinigungsanlagen (ARA) kann grundsätzlich zugestimmt werden. Diese Anlagen sollen kostendeckend über verursachergerechte Entsorgungsgebühren betrieben werden, unter Einhaltung angemessener energetischer Mindestanforderungen. Wichtig ist, dass keine Umlenkung von Stoffströmen von den KVA zu Biomasseanlagen mit geringerer Energienutzung stattfindet.

Antrag 1: Als Bedingung für einen Investitionsbeitrag bei Biomasseanlagen (Art. 27 E-EnG) soll eine gleichwertige Energienutzung wie bei den KVA vorgeschrieben werden.

Antrag 2: Die rechtlichen Grundlagen sind zu schaffen, damit die KVA- und die ARA-Betreiber die ungedeckten Kosten aus der vorgeschriebenen Energienutzung durch die Abfall- bzw. Abwassergebühren decken können.

F. Vermeiden von Unterbrüchen in der Förderung

Gelingt es nicht, die neuen Regelungen mit der Revision des EnG auf 2023 in Kraft zu setzen, droht eine Regelungslücke und ein Unterbruch der Förderung.

Antrag: Für den Fall, dass das revidierte EnG nicht auf 2023 in Kraft tritt, sollen die bestehenden und gemäss Art. 38 EnG auf Ende 2022 auslaufenden Regelungen (Einspeisevergütungssystem und Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen) bis zum Inkrafttreten der neuen Regelungen verlängert werden.

Genehmigen Sie, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,
die Versicherung unserer ausgezeichneten Hochachtung.

Im Namen des Regierungsrates

Die Präsidentin:

Der stv. Staatsschreiber:

Dr. Silvia Steiner

Dr. Peter Hösli



REGIERUNGSRAT

Regierungsgebäude, 5001 Aarau
Telefon 062 835 12 40, Fax 062 835 12 50
regierungsrat@ag.ch
www.ag.ch/regierungsrat

A-Post Plus

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

17. Juni 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023); Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurden die Kantonsregierungen eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. Der Regierungsrat des Kantons Aargau dankt Ihnen für diese Gelegenheit und nimmt gerne wie folgt Stellung:

Der Regierungsrat unterstützt die Stellungnahme der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) vom 7. Mai 2020 vollumfänglich und hat keine weiteren Anmerkungen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Vernehmlassung.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrats

Dr. Markus Dieth
Landammann

Vincenza Trivigno
Staatsschreiberin

Beilage

- Stellungnahme vom 7. Mai 2020 der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK)

Verteiler

- eng@bfe.admin.ch



Landammann und Standeskommission

Sekretariat Ratskanzlei
Marktgasse 2
9050 Appenzell
Telefon +41 71 788 93 11
info@rk.ai.ch
www.ai.ch

Ratskanzlei, Marktgasse 2, 9050 Appenzell

Per E-Mail an
EnG@bfe.admin.ch

Appenzell, 2. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Stellungnahme Kanton Appenzell I.Rh.

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 haben Sie uns die Vernehmlassungsunterlagen zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) zukommen lassen.

Die Standeskommission hat die unterbreiteten Unterlagen geprüft.

Die Revision des Energiegesetzes (EnG) mit der Intention, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken, wird begrüsst. Zur Erreichung dieser Ziele würde die Standeskommission aus Sicht des Gesamtsystems und aus Effizienzgründen weiterhin die Einführung eines Lenkungssystems für alle Energieträgerinnen und -träger bevorzugen. Aufgrund der fehlenden politischen Akzeptanz sieht die Standeskommission jedoch in der vorgeschlagenen Verlängerung der Förderung aktuell den einzigen praktikablen Weg, um den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz rechtzeitig voranzutreiben.

Die namhafte Produktion von Strom mit schweizerischen erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr erfolgt zurzeit vor allem durch Wasserkraftwerke. Deren weiterer Ausbau ist technisch nur noch beschränkt möglich. Der Ausbau der Windkraft, welche ebenfalls einen hohen Winteranteil an Strom liefern würde, ist unterschiedlichen Widerständen ausgesetzt. Das Potenzial an Biomasse ist begrenzt und die Aussichten für die Stromproduktion mittels Geothermie höchst unsicher. Die Photovoltaik (PV) hingegen nimmt aufgrund der vergleichsweise schnellen Zubbaumöglichkeit und der hohen Akzeptanz in der Bevölkerung neben der Wasserkraft eine zentrale Rolle ein. Daher ist die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen, zu begrüssen.

Während die Planungssicherheit durch das Verbindlichmachen der Ausbauziele und die Verlängerung der Förderung mittelfristig erhöht wird, schaffen diese Massnahmen jedoch noch immer nicht für alle Produktionsarten die von der Standeskommission bereits im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) geforderten Investitionsanreize. Investitionen in die Grosswasserkraft, bei der in den kommenden 30 Jahren ein Grossteil der Konzessionserneuerungen ansteht, werden von den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Dies unterscheidet sie von Investitionen in erneuerbare Energien durch Private, die im Allgemeinen ge-

ringere Renditeerwartungen stellen, weil unter Umständen auch nicht-wirtschaftliche Beweggründe eine Rolle spielen. Entsprechend sieht die Ständekommission den in Art. 30 Abs. 5 EnG festgehaltenen Auftrag an das Parlament, einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells zur Unterstützung der Grosswasserkraft auszuarbeiten, mit dieser Vorlage als nicht erfüllt. Dasselbe gilt für die von der UREK-S eingereichten Motionen, welche langfristige Anreize zu Investitionen in Stromerzeugungsanlagen für den Erhalt der Stromversorgungssicherheit fordern (Motionen 18.3000 und 19.3004).

Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit begrüsst die Ständekommission deshalb die Absicht, Art. 9 StromVG mit einer Bestimmung zu ergänzen, wonach der Bundesrat Ausschreibungen zum Zubau von Stromproduktionskapazitäten durchführen kann, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten abzeichnen sollte. Auch wenn die konkrete Ausgestaltung von Art. 9 StromVG heute noch nicht bekannt ist, ist die Ständekommission der Ansicht, dass die darin vorgesehenen Massnahmen nur sekundär ergriffen werden sollten. Primäres Ziel sollte es sein, es gar nicht erst zu einer «Gefährdung der Versorgung» kommen zu lassen. Ein forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromproduktion, vor allem im Winterhalbjahr, erhöht die Fähigkeit zur Selbstversorgung und damit die Versorgungssicherheit. Entsprechend fordert die Ständekommission, dass bereits im Rahmen der Revision des EnG wo sinnvoll Elemente zur Stärkung der Versorgungssicherheit mittels erneuerbaren Energien eingebaut werden. Zu begrüssen ist diesbezüglich die im erläuternden Bericht angedachte PV-Auktionierung für Winterstrom und die neue Regelung zu prioritären Anlagen innerhalb der Wasserkraft.

Nachfolgend erlaubt sich die Ständekommission, zu den einzelnen Aspekten der Revision folgende Bemerkungen:

Ausbauziele und Förderzeitraum

Die Ständekommission begrüsst das Verbindlichmachen der Ausbauziele in Art. 2 und die in Art. 38 EnG für alle Technologien festgehaltene Verlängerung des Förderzeitraums bis Ende 2035. Die im Anschluss an die Vernehmlassung geplante Erhöhung der Ausbauziele, gestützt auf die neuen Energieperspektiven und das Netto-Null-Szenario für 2050, hält die Ständekommission für notwendig. Vermutlich sind in diesem Zusammenhang auch die Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 EnG anzupassen. Sollte sich anhand des Monitorings später abzeichnen, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden, müssen vom Bundesrat konsequent zusätzlich notwendige Massnahmen beantragt werden (vgl. Art. 55 Abs. 3 EnG).

Die Bewertung der in der Vorlage enthaltenen Massnahmen sowie eine Kostenschätzung ist bis zum Vorliegen der neuen Ausbauziele überaus schwierig. Die Dekarbonisierung und daraus resultierende verstärkte Elektrifizierung stellt die Schweiz vor grosse Herausforderungen, die ohne die Akzeptanz von Politik und Bevölkerung nicht gemeistert werden können. Nicht zuletzt deshalb müssen die Kosten für die geplante Förderung transparent ausgewiesen und auch bei einer möglichen späteren Anpassung der Ausbauziele offen kommuniziert werden.

Antrag:

- Erhöhung der Ausbauziele und Überprüfung der Verbrauchsrichtwerte gestützt auf neue Energieperspektiven (EPCH 2050+) und Netto-Null-Ziel für 2050;
- Transparentes Ausweisen der für den Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlichen Kosten.

Photovoltaik (PV)

Die Standeskommission begrüsst die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen. Das Bundesamt für Energie schätzt das Solarstrompotenzial der mittelmässig bis hervorragend geeigneten Schweizer Dächer und Hausfassaden auf insgesamt 67TWh/Jahr. Der Kanton Appenzell I.Rh. leistet bei diesem Ausbau durch die Vorschrift zur Eigenstromerzeugung für Neubauten in den MuKE 2014 einen Beitrag.

Während die Standeskommission im Bereich der Kleinanlagen das Beibehalten von Investitionsbeiträgen begrüsst, schätzt sie die Erhöhung der Fördereffizienz durch die Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen, da diese einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Der Vorteil der geplanten Auktionierungen liegt darin, dass die Mittel effizienter und effektiver eingesetzt und die preiswertesten Grossanlagen gebaut werden.

Die Vorlage bleibt hinsichtlich der Details zum Auktionsdesign weitgehend vage. Der Bundesrat kann entscheiden, wie häufig und mit welchen Volumina pro Jahr ausgeschrieben wird und ab welcher Anlagengrösse eine Auktionierungspflicht besteht. Es ist wichtig, dass hierbei zwischen kleinen und grossen Anlagenbetreiberinnen und -betreibern unterschieden wird und der administrative Aufwand den entsprechenden Fähigkeiten entspricht. Aufgrund der Erfahrungswerte im Gebäudebereich schlägt die Standeskommission die Durchführung von Auktionen ab einer Anlagengrösse von 300kWp vor.

Zur Erreichung der ambitionierten Ausbauziele sollte mit der Förderung darauf hingewirkt werden, dass die gesamten für PV geeigneten Dachflächen genutzt und diese nicht nur für den Eigenverbrauch optimiert werden. Entsprechend begrüsst wird der erhöhte Investitionsbeitrag von 60% für Anlagen ohne Eigenverbrauch gemäss Art. 25 Abs. 3 EnG. Gemäss Art. 25a Abs. 2 EnG kann der Bundesrat zudem im Bereich der Auktionen separate Auktionen mit unterschiedlichen Bedingungen für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch vorsehen. Eine solche Trennung ist sehr wichtig, da grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch im aktuellen Umfeld kaum realisiert werden und solche mit Eigenverbrauch bisher auch ohne zusätzliche Massnahmen zugebaut wurden.

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit sieht die Standeskommission beim gezielten Einsatz von Fördermitteln für die Stromproduktion von PV-Anlagen im Winterhalbjahr Ergänzungsbedarf. Zwar kann der Bundesrat gemäss dem erläuternden Bericht den Beitrag einer PV-Anlage zur Stromproduktion im Winterhalbjahr als Auktions-Kriterium wählen, was ausdrücklich begrüsst wird. Darüber hinaus sollten aber auch zusätzliche finanzielle Anreize für die Produktion von Strom im Winterhalbjahr im Rahmen der regulären Einmalvergütung (ausserhalb der Auktionen) geschaffen werden.

Schlussendlich hängt der Zubau von PV-Anlagen nicht nur von der Förderung, sondern auch in wesentlichen Teilen von der Berechnungsweise der Netzentgelte sowie der Rückliefertarifung ab. Durch die auf einen Arbeitspreis fokussierten Netzentgelte besteht zum Beispiel ein Anreiz zur Optimierung des Eigenverbrauchs, obwohl aus Sicht der Versorgungssicherheit eine Vollbelegung der Dächer mit PV-Modulen wünschenswert wäre. Die regional sehr unterschiedlich hohen, nicht marktbasierenden Rückliefertarife führen zudem dazu, dass an den Marktbedürfnissen vorbei Strom produziert wird. Es ist daher zu begrüssen, dass im Rahmen der Revision des StromVG die Netznutzungstarife für die Endverbraucherinnen und -verbraucher angepasst werden. In Sachen Rückliefertarife wäre es wünschenswert, dass diese schweizweit einheitlich ausfallen und die Saisonalität reflektieren.

Antrag:

- Auktionierung ab einer Anlagegrösse von 300kWp in Anbetracht des zumutbaren administrativen Aufwands der Betreiberin oder des Betreibers;
- Finanzielle Besserstellung von PV-Anlagen mit erhöhter Stromproduktion im Winterhalbjahr, auch ausserhalb von Auktionsverfahren.

Wasserkraft

Die Wasserkraft wird mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft zum Rückgrat der inländischen Stromproduktion und nimmt insbesondere für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr eine zentrale Rolle ein. Die Investitionen in die Grosswasserkraft werden von den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Sie stehen in direkter Konkurrenz zu Investitionen in andere (erneuerbare) Energieerzeugungsanlagen im Ausland, welche in den letzten Jahren rege getätigt wurden. Die zu erwartenden Erträge in der Schweiz hängen von den Preisentwicklungen in Europa und der ganzen Welt ab und sind damit von der Schweizer Politik nicht beeinflussbar. Hinzu kommen Unsicherheiten, die durch ausländische Regulierungen und Förderungen ausgelöst werden.

Der Neubau und weitere Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz ist technisch und aufgrund der strengen Umweltauflagen heute nur noch beschränkt möglich. Auch wenn die Ständekommission die vorgeschlagene Verdoppelung der Finanzmittel begrüsst, hat sie starke Zweifel, dass die nötigen Projekte einzig mit Projektierungs- und Investitionsbeiträgen ausgelöst werden. Während die Energieversorgungsunternehmen nämlich über genügend Kapital verfügen, erachteten sie das Risiko für künftige Erträge bei einem Investitionshorizont von 60 bis 80 Jahren bisher als zu hoch. Als Mittel zur Stärkung der Versorgungssicherheit wird die vorgeschlagene Regelung gemäss Art. 26 Abs. 7 EnG zu den prioritären Anlagen, insbesondere auch weil sie den Entscheidbehörden bei der Abwägung des nationalen Interesses als Hilfe dient, begrüsst. Die Priorisierung sollte transparent erfolgen und für die Öffentlichkeit einsehbar sein. Gelingt es nicht, den nötigen Neu- und Ausbau anzureizen, muss dieser im Rahmen des neu zu gestaltenden Art. 9 StromVG (Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung) erfolgen. Es ist jedoch fraglich, ob die Zeit für den Neu- oder Ausbau eines erneuerbaren Kraftwerks bei einer mittelfristigen Abzeichnung einer Gefährdung der Versorgungssicherheit noch ausreicht, weshalb der Neu- und Ausbau primär über die Förderung angereizt werden sollte.

Bei den bestehenden Kraftwerken stehen zwischen 2020 und 2050 Konzessionserneuerungen von rund 25'000GWh an, im Rahmen derer in der Regel auch Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden und umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen. Aufgrund der begrenzten Zubaumöglichkeit ist der Erhalt der bestehenden Grosswasserkraftwerke für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung. Die Ständekommission kritisiert entsprechend den Wegfall von Investitionsbeiträgen für die Erneuerungen von Grosswasserkraftwerken, weil sie befürchtet, dass damit von den Kraftwerksbetreiberinnen und -betreibern nur noch die absolut notwendigen Investitionen getätigt werden. Die Kleinwasserkraft wird hier bevorzugt, obwohl sie ökologisch zu gewichtigeren Eingriffen führt.

Mit dem Wegfall der Marktprämie verliert die Grosswasserkraft ein Instrument, welches ihr in Zeiten mit anhaltend tiefen Marktpreisen eine minimale Ertragsbasis sichert. Aufgrund deren Nicht-Kompatibilität mit einem möglichen Stromabkommen mit der EU kann deren Auslaufen

nachvollzogen werden. Dennoch sollte ein von der EU akzeptierbarer Mechanismus gefunden werden, welcher die Schweizer Wasserkraft in Zeiten mit anhaltenden Strompreisverwerfungen auch in Zukunft absichern kann. Dieses Bedürfnis besteht sowohl bei Investitionen in wesentliche Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken als auch bei Investitionen in Neu- und Ausbauten. Der neu zu schaffende Absicherungsmechanismus könnte deshalb an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpfen. Er sollte - gegen vollständige Transparenz von Seiten der Betreiberin oder des Betreibers - kraftwerkspezifisch und unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit erfolgen. Auf diese Weise könnte die Investitionsbereitschaft ohne den übermässigen Einsatz von öffentlichen Mitteln entscheidend erhöht werden.

Antrag:

- Grundsätzlich: Schaffung der erforderlichen Planungs- und Investitionssicherheit für die Wasserkraft mit ihrem langen Betriebshorizont von 60 und mehr Jahren;
- Beibehalten von Investitionsbeiträgen für die Erneuerung von bestehenden Grosswasserkraftwerken;
- Einführung eines von der EU akzeptierbaren Absicherungsmechanismus bei langfristig sehr tiefen Marktpreisen, welcher an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpft und kraftwerkspezifisch unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit gewährt wird.

Windkraft

Die Windenergie in der Schweiz stösst auf unterschiedlichen Widerstand aus Landschafts-, Natur- und Umweltperspektive. Sie würde sehr gute Voraussetzungen zur Winterstromproduktion bieten und damit der Versorgungssicherheit dienen. Entsprechend ist die Weiterführung der Förderung über 2022 hinaus sowie auch der Übergang zum System der Investitionsbeiträge zu begrüßen. Die vorgeschlagene Höhe der Investitionsbeiträge von jährlich Fr. 15 Mio. hält die Standeskommission im Vergleich zur Kleinwasserkraft (Fr. 30 Mio.) insgesamt für zu tief, weil die Letztere gewichtigere ökologische Eingriffe mit sich bringt.

Die Einführung von Projektierungsbeiträgen wird begrüsst, jedoch wird kritisiert, dass diese nur für die Windmessung gesprochen werden sollen. Die Planungskosten und die Realisierungszeit für Windenergieanlagen sind, nicht zuletzt aufgrund des verbreiteten Widerstands, sehr hoch und dadurch besonders risikoreich.

Die vorgeschlagene Untergrenze der Förderung von 10MW verhindert allenfalls bereits die Projektierungsphase für kleinere Windparks mit zwei bis drei Anlagen im 3MW-Bereich. Dasselbe gilt für ein Repowering von bestehenden Anlagen. Die Begrenzung für die Ausbezahlung von Förderbeiträgen soll deshalb auf 5MW oder tiefer herabgesetzt werden.

Antrag:

- Erhöhung der jährlichen Summe der Investitionsbeiträge für die Windkraft (> Fr. 15 Mio.);
- Einführung von weitergehenden Projektierungsbeiträgen (>Windmessung);
- Reduktion der Förderuntergrenze auf 5MW oder weniger.

Übrige Technologien

Die Weiterführung der Förderung für Biogasanlagen und Geothermie über 2022 hinaus sowie der Übergang zum System der Investitionsbeiträge, auch wenn die Rentabilität von Biogasanlagen damit weiterhin anspruchsvoll bleibt, wird begrüsst. Ebenfalls positiv werden die vorgeschlagenen Projektierungsbeiträge bewertet.

Bei der Förderung von Holzkraftwerken mit Investitionsbeiträgen ist die natürliche Speicherkapazität von Holz zu berücksichtigen. Die Investitionsbeiträge sollten deshalb mit Blick auf die Versorgungssicherheit an Bedingungen zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr geknüpft werden.

Antrag:

- Auszahlungen von Investitionsbeiträgen für Holzkraftwerke sollten mit Blick auf die Versorgungssicherheit an Bedingungen zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr geknüpft werden.

Weitere Aspekte

Die Revision des EnG steht in engem Zusammenhang mit der Revision des StromVG. Die Ständekommission spricht sich entsprechend für eine gleichzeitige Beratung der beiden Vorlagen im Parlament aus. Gelingt es nicht, die neuen Regelungen per 2023 in Kraft zu setzen, droht eine Regelungslücke und ein Unterbruch der Förderung. Die Lücke würde nicht nur beim bis Ende 2022 befristeten Einspeisevergütungssystem für Wind, Geothermie und Biomasse entstehen, sondern auch bei der Marktprämie für die Wasserkraft und bei der Priorisierung erneuerbarer Energien in der Grundversorgung gemäss Art. 6 Abs. 5bis StromVG (Durchschnittspreismethode).

Antrag:

- Für den Fall, dass das revidierte Gesetz nicht per 2023 in Kraft tritt, sind die auslaufenden Regelungen (Einspeisevergütungssystem, Marktprämie und Priorisierung erneuerbarer Energien in Grundversorgung) zu verlängern.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und grüssen Sie freundlich.

Im Auftrage von Landammann und Ständekommission

Der Ratschreiber:


Markus Dörig

Zur Kenntnis an:

- Bau- und Umweltdepartement Appenzell I.Rh., Gaiserstrasse 8, 9050 Appenzell
- Ständerat Daniel Fässler, Weissbadstrasse 3a, 9050 Appenzell
- Nationalrat Thomas Rechsteiner (thomas.rechsteiner@parl.ch)



Regierungsrat, 9102 Herisau

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Dr. iur. Roger Nobs
Ratschreiber
Tel. +41 71 353 63 51
roger.nobs@ar.ch

Herisau, 25. Juni 2020

Eidg. Vernehmlassung; Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023); Stellungnahme des Regierungsrates von Appenzell Ausserrhoden

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 unterbreitet das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) eine Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) zur Vernehmlassung bis am 12. Juli 2020.

Der Regierungsrat von Appenzell Ausserrhoden nimmt dazu wie folgt Stellung:

Der Regierungsrat begrüsst die Vorlage. Im Detail unterstützt er die ausführliche Stellungnahme der Energiedirektorenkonferenz (EnDK) vom 7. Mai 2020. Hervorzuheben sind dabei insbesondere die folgenden Punkte:

- Zur Erreichung der Ziele der Vorlagen wäre aus Sicht des Gesamtsystems und aus Effizienzgründen weiterhin die Einführung eines Lenkungssystems für alle Energieträger zu bevorzugen. Aufgrund der fehlenden politischen Akzeptanz wird die vorgeschlagene Verlängerung der Förderung als momentan einziger praktikabler Weg erachtet, um den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz rechtzeitig voranzutreiben.
- Der Ausbau der weiteren erneuerbaren Energieträger ist beschränkt, grossen Widerständen ausgesetzt resp. höchst unsicher. Die Photovoltaik hingegen nimmt aufgrund der schnellen Zubbaumöglichkeit und der hohen Akzeptanz in der Bevölkerung eine zentrale Rolle ein. Daher ist die Absicht der Vorlage, den Photovoltaik-Zubau zu beschleunigen, zu begrüssen.
- Die vorgesehenen Massnahmen schaffen jedoch noch immer nicht für alle Produktionsarten die bereits im Rahmen der Revision des StromVG geforderten Investitionsanreize. Investitionen in die Grosswasserkraft werden mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit begrüsst der Regierungsrat deshalb die Absicht, Art. 9 StromVG mit einer Bestimmung zu ergänzen, wonach der Bundesrat Ausschreibungen zum Zubau von Stromproduktionskapazitäten durchführen kann, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in



den Wintermonaten abzeichnen sollte. Auch wenn die konkrete Ausgestaltung von Art. 9 StromVG heute noch nicht bekannt ist, sollten die darin vorgesehenen Massnahmen nur sekundär ergriffen werden. Primäres Ziel muss es sein, eine Gefährdung der Versorgung zu vermeiden.

- Ein forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromproduktion, vor allem im Winterhalbjahr, erhöht die Fähigkeit zur Selbstversorgung und damit die Versorgungssicherheit. Entsprechend sind im Rahmen der Revision des EnG wo sinnvoll Elemente zur Stärkung der Versorgungssicherheit mittels erneuerbaren Energien einzubauen. Zu begrüssen ist diesbezüglich die PV-Auktionierung für Winterstrom und die neue Regelung zu prioritären Anlagen innerhalb der Wasserkraft.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Im Auftrag des Regierungsrates

Roger Nobs, Ratschreiber



Regierungsrat

Postgasse 68
Postfach
3000 Bern 8
info.regierungsrat@be.ch
www.be.ch/rr

Staatskanzlei, Postfach, 3000 Bern 8

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie
und Kommunikation UVEK
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Ihr Zeichen:

1. Juli 2020

Unser Zeichen: 2020.WEU.60

RRB Nr.: 765/2020

Direktion: Wirtschafts-, Energie- und Umweltdirektion

Klassifizierung: Nicht klassifiziert

Vernehmlassung des Bundes: Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023). Stellungnahme des Kantons Bern

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurde der Kanton Bern eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes Stellung zu nehmen. Der Regierungsrat bedankt sich für diese Möglichkeit und nimmt wie folgt Stellung.

I. Allgemeine Beurteilung

Die Ausrichtung auf das Netto-Null-Ziel bis 2050 mit dem verstärkten, zielgerichteten Ausbau der erneuerbaren Energien wird begrüsst. Noch offen ist die geplante Anpassung der Ausbauziele, basierend auf den neuen Energieperspektiven. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energieträger mit diversen Rückschlägen und Verzögerungen, erwartet der Kanton Bern einen steileren Zielpfad des Zubaus für die nächsten 10-20 Jahre mit einem Abflachen auf 2050 hin.

Die Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) hat per 7. Mai 2020 eine Stellungnahme an das Bundesamt für Energie (BFE) verfasst. **Der Regierungsrat unterstützt grundsätzlich die von der EnDK formulierten Anträge**, beantragt jedoch zusätzlich folgende Ergänzungen und Abweichungen.

II. Stellungnahme zu einzelnen Aspekten der Gesetzesvorlage in Abweichung zur EnDK

Auswirkungen auf die Umwelt (vgl. Erläuternder Bericht Kapitel 6.5)

Die Kleinwasserkraft, insbesondere jene zwischen 300 kW und 1MW, soll mit Investitionsbeiträgen weiter gefördert werden, obwohl diese Kategorie der Wasserkraft erwiesenermassen ein sehr ungünstiges Verhältnis zwischen produzierter Energie und Schäden an den Gewässerökosystemen aufweist und deshalb oftmals nicht den Kriterien der nachhaltigen Entwicklung entspricht. Zudem erfolgt die Stromproduktion aus

Kleinwasserkraft grossmehrheitlich in den Sommermonaten. Die Technologie liefert somit weder einen massgebenden Beitrag zur Erhöhung der Winterstromproduktion noch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und ist im Vergleich zur Photovoltaik weniger nachhaltig. Dass es sich bei dieser Förderung nicht nur um einzelne Ausnahmen handelt, zeigen die CHF 30 Mio./Jahr, die als zusätzlicher Förderbedarf für die Kleinwasserkraft ausgewiesen werden (Abbildung 3 des erläuternden Berichtes). Damit ist der Förderbedarf für die Kleinwasserkraft mehr als halb so hoch als jener für die um ein Mehrfaches effizientere Grosswasserkraft und doppelt so hoch wie jener für die Windkraft. Diese Gewichtung ist aus Sicht der nachhaltigen Entwicklung ein falsches Signal und steht im Widerspruch zu den laufenden Bestrebungen zur Förderung der Biodiversität und der ökologischen Sanierung der Wasserkraft gemäss Gewässerschutzgesetz (GSchG).

Aus dieser Optik sind die Ausführungen zu den Auswirkungen auf die Umwelt in Kap. 6.5. des erläuternden Berichtes unvollständig und nicht transparent, da hier einzig auf die energie- und klimapolitischen Aspekte eingegangen wird, die gewässerökologischen Aspekte hingegen nicht erwähnt werden.

Der erläuternde Bericht ist auch aus Sicht der Raumplanung unvollständig und nicht transparent, insbesondere fehlen Ausführungen zu den Auswirkungen der Vorlage auf das Orts- und Landschaftsbild. Durch die Förderung der erneuerbaren Energien ist mit zusätzlichen Anlagen zu rechnen. Damit die möglichen Auswirkungen im Erläuterungsbericht transparent wiedergegeben werden, ist dieser mit der Thematik der Raumplanung zu ergänzen.

Anträge

Kleinwasserkraft

Der Beitrag an die Kleinwasserkraft soll zugunsten der Windenergie verkleinert werden.

Zudem ist das Kap. 6.5 des erläuternden Berichts mit einem Hinweis zu ergänzen, dass für den weiteren Ausbau der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien auch weitere Beeinträchtigungen von Gewässerökosysteme in Kauf zu nehmen sind.

Raumplanung

Damit die möglichen Auswirkungen, insbesondere auf das Orts- und Landschaftsbild, im erläuternden Bericht transparent wiedergegeben werden, ist dieser mit der Thematik der Raumplanung zu ergänzen.

Erledigung parlamentarischer Vorstösse (vgl. Erläuternder Bericht S. 9)

Aus energie-, wald- und klimapolitischen Gründen kann die Motion 19.3277 «Holzenergiepotenzial ausschöpfen» (N 21.6.19, von Siebenthal), mit den vorgeschlagenen Änderungen des Energiegesetzes nicht als erfüllt betrachtet werden. Das Energiegesetz berücksichtigt vorwiegend die Stromproduktion, welche nur ca. 4% der gesamten Holzenergienutzung ausmacht. Es sind weitere Massnahmen zur vermehrten dezentralen Verwendung von Holz in Wärmeverbünden notwendig.

Antrag

Die Motion wird nicht abgeschrieben, es sind noch weitere Massnahmen zu Gunsten der energetischen Nutzung von Holz notwendig.

III. Revision EnG und StromVG - Abstimmung der Dossiers

Neben der Revision des Energiegesetzes (EnG) mit Vernehmlassung bis zum 12. Juli 2020 sind auch Änderungen am Stromversorgungsgesetz (StromVG) geplant. Der Bundesrat hat dazu die Eckpunkte der Revision StromVG bereits per 3. April 2020 kommuniziert und das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) wird bis Anfang 2021 einen konkreten Vorschlag erarbeiten. Mit den vom Bundesrat angestrebten Änderungen kann die Schweiz ihre Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erhöhen (EnG), diese besser in den Strommarkt integrieren (StromVG) und die

Versorgungssicherheit der Schweiz stärken. Die Gesetzesänderungen dienen zudem dazu, die Klimaziele zu erreichen. Aufgrund der starken gegenseitigen Abhängigkeit der beiden Bundesgesetze erachtet es der Regierungsrat als zentral, die beiden Geschäfte zukünftig nicht nur inhaltlich, sondern auch zeitlich besser aufeinander abzustimmen.

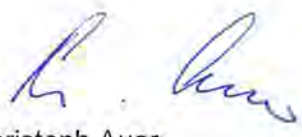
Der Regierungsrat dankt Ihnen für die Berücksichtigung seiner Anliegen.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates



Pierre Alain Schnegg
Regierungspräsident



Christoph Auer
Staatsschreiber

Verteiler

- Alle Direktionen
- Staatskanzlei

Beilagen

- Stellungnahme der Energiedirektorenkonferenz vom 7. Mai 2020

Regierungsrat, Rathausstrasse 2, 4410 Liestal

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern
EnG@bfe.admin.ch

Liestal, 23. Juni 2020
BUD/AUE/FJe/MKo/45360

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023); Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 haben Sie die Kantonsregierungen dazu eingeladen, zu Änderungen Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Stellung zu nehmen. Wir danken Ihnen für diese Möglichkeit und nehmen wie folgt Stellung.

I. Allgemeine Beurteilung

Der Regierungsrat Kanton Basel-Landschaft begrüsst die Absicht des Bundesrats mit der vorgesehenen Revision des Energiegesetzes Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Eine zuverlässige Stromversorgung ist eine unabdingbare Voraussetzung dafür, dass Wirtschaft und Gesellschaft reibungslos funktionieren können. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energieträger mit diversen Rückschlägen und Verzögerungen, wünscht sich der Kanton Basel-Landschaft ambitioniertere Ziele beim Zubau der erneuerbaren Energie für die kommenden Jahre.

Die Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) hat per 7. Mai 2020 eine Stellungnahme an das Bundesamt für Energie (BFE) verfasst. Der Regierungsrat unterstützt grundsätzlich die von der EnDK formulierten Anträge, möchte aber mit einer eigenen Stellungnahme einzelne Aspekte zusätzlich unterstreichen.

II. Stellungnahme zu den geplanten Neuregelungen in der Gesetzesvorlage

a) Ausbauziele und Förderzeitraum

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, die bestehenden Atomkraftwerke nicht durch neue zu ersetzen. Der Bundesrat hat im August 2019 das Ziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» verabschiedet. Damit das Ziel «Netto-Null» bis 2050 erreicht werden kann, sind die Sektoren Verkehr und Gebäudewärme und -kälte zu dekarbonisieren, was voraussichtlich zu

einem wesentlichen Teil über erneuerbaren Strom geschehen wird (Elektromobilität und Wärmepumpen sowie Klimaanlage). Verstärkte Bemühungen im Bereich Effizienz und Suffizienz können einen Anteil dieses Zusatzbedarfs reduzieren. Aus Erfahrungen der vergangenen Jahre sind diese Reduktionsbemühungen nicht einfach umsetzbar. Vermutlich sind in diesem Zusammenhang auch die Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 EnG anzupassen.

Gemäss dem Bericht zur Vorlage kommt der Bundesrat zum Schluss, dass mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» mit einem erhöhten Strombedarf gerechnet werden muss. Er kommt auch zum Schluss, dass die in der Vernehmlassungsvorlage angenommenen Werte für das Jahr 2050 aus der Botschaft vom 4. September 2013 zum neuen EnG voraussichtlich zu tief sind. Beide Einschätzungen können wir ebenfalls teilen. Die im Anschluss an die Vernehmlassung geplante Erhöhung der Ausbauziele, gestützt auf die neuen Energieperspektiven und das Netto-Null-Szenario für 2050, halten wir daher für notwendig. Auch wir kommen zum Schluss, dass die in der Vorlage vorgeschlagenen Werte zum Ausbau der neuen erneuerbaren Energien mit Sicherheit zu tief liegen. Sie müssten wohl in etwa verdoppelt werden. Wir begrüssen die Absicht, die Ausbauziele in Art. 2 als verbindlich einzustufen und den Förderzeitraum der in Art. 38 EnG enthaltenen Fördertatbestände bis Ende 2035 zu verlängern.

Antrag

Deutliche Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energie und Senkung der Verbrauchsrichtziele, damit sie dem Netto-Null-Ziel bis 2050 entsprechen. Bei der Festlegung der Ausbauziele und der dafür eingesetzten Technologien soll der Winterstromproblematik ein besonderes Augenmerk geschenkt werden.

b) Photovoltaik (PV)

Der Regierungsrat begrüsst die vorgeschlagenen Massnahmen, die den Zubau an PV-Anlagen beschleunigen sollen.

Im Bereich der Kleinanlagen wird das System der Investitionsbeiträge beibehalten. Dass die maximalen Förderbeiträge von Anlagen ohne Eigenverbrauch von 20 Prozent auf 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten erhöht werden, ist sinnvoll, weil dadurch erreicht werden kann, dass die Anlagen nicht nur für den Eigenverbrauch optimiert werden, sondern dass die gesamten für PV geeigneten Dachflächen genutzt werden.

Auch die Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen ist grundsätzlich nachvollziehbar, da diese Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Grundsätzlich wäre aber für grosse PV-Anlagen ein System wünschenswert, das mit variablen Einspeisevergütungssätzen auf die Risiken im Strommarkt zu reagieren in der Lage ist. Mit einem solchen System können die Strommarktpreise und die Netzauslastung berücksichtigt werden. Sollten Sie am System der Auktionen festhalten, sollten nicht alleine der Vergütungssatz pro kW als Zuschlagskriterium massgebend sein. Es sollten auch Faktoren berücksichtigt werden, welche die Erreichung der im EnG enthaltenen Zielsetzungen unterstützen (z. B. Ausgleich von standortspezifischen Faktoren, Vorkehrungen zur Stabilisierung der Netze, Beitrag zur Erhöhung der Stromproduktion im Winter und Vorhalten von Kapazitäten).

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit sehen wir beim gezielten Einsatz von Fördermitteln für die Stromproduktion von PV-Anlagen im Winterhalbjahr Ergänzungsbedarf. Zwar kann der

Bundesrat gemäss dem erläuternden Bericht den Beitrag einer PV-Anlage zur Stromproduktion im Winterhalbjahr als Auktions-Kriterium wählen, was wir ausdrücklich begrüssen. Darüber hinaus sollten aber auch zusätzliche finanzielle Anreize für die Produktion von Strom im Winterhalbjahr im Rahmen der regulären Einmalvergütung (ausserhalb der Auktionen) geschaffen werden.

Zu beachten ist auch, dass der Zubau von PV-Anlagen nicht nur von der Förderung, sondern auch in wesentlichen Teilen von der Berechnungsweise der Netzentgelte sowie der Rücklieferstarifizierung abhängt. Es ist daher zu begrüssen, dass im Rahmen der Revision des StromVG die Netznutzungstarife für die Endverbraucher angepasst werden. In Sachen Rücklieferstarife wäre es wünschenswert, wenn diese schweizweit einheitlich ausfallen und die Saisonalität reflektieren würden.

Antrag

Für grosse PV-Anlagen soll ein System mit variablen Einspeisevergütungen, welche die Strommarktpreise und die Netzauslastung berücksichtigen, geprüft werden. Sollten Einmalvergütungen bevorzugt werden, sollte bei der Auktionierung von PV-Anlagen nicht nur der Vergütungssatz massgebend sein, sondern auch andere Faktoren, welche die Erreichung der im EnG enthaltenen Ziele unterstützen (z. B. Stromproduktion im Winter, Netzentlastung, Vorhalten von Kapazitäten).

c) Wasserkraft

Die Wasserkraft wird mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft zum Rückgrat der inländischen Stromproduktion und nimmt insbesondere für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr eine zentrale Rolle ein.

Der Neubau und weitere Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz ist technisch und aufgrund der strengen Umweltauflagen heute nur noch beschränkt möglich. Energieversorgungsunternehmen erachteten das Risiko für künftige Erträge bei einem Investitionshorizont von 60 bis 80 Jahren bisher als zu hoch. Als Mittel zur Stärkung der Versorgungssicherheit begrüssen wir die vorgeschlagene Regelung gemäss Art. 26 Abs. 7 EnG zu den prioritären Anlagen, insbesondere auch, weil sie den Entscheidbehörden bei der Abwägung des nationalen Interesses als Hilfe dient. Die Priorisierung sollte transparent erfolgen und für die Öffentlichkeit einsehbar sein.

Bei den bestehenden Kraftwerken stehen zwischen 2020 und 2050 Konzessionserneuerungen von rund 25'000 GWh an, im Rahmen derer in der Regel auch Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden und umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen. Aufgrund der begrenzten Zubaumöglichkeit ist der Erhalt der bestehenden Grosswasserkraftwerke für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung. Im aktuellen Umfeld mit ungewisser Strompreisentwicklung und Unsicherheiten im Zusammenhang mit Konzessionserneuerungen herrscht bei Grosskraftwerken mangelnde Investitionsbereitschaft. Das Problem der mangelnden Investitionsbereitschaft könnte z. B. anstatt rein mit Investitionsbeiträgen durch ein Modell mit einem rückwirkenden Marktrisikoausgleich für die Erneuerung von Grosswasserkraftanlagen gelöst werden. Dabei gleicht eine nachträgliche Vergütung die Differenz zwischen den Gestehungskosten und allfälligen tieferen durchschnittlichen Marktpreisen aus.

Antrag

Die Anträge der EnDK werden unterstützt.

d) Windenergie

Die Windenergie in der Schweiz bietet sehr gute Voraussetzungen zur Winterstromproduktion und kann daher einen substantiellen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Entsprechend begrüßen wir die Weiterführung der Förderung über 2022 hinaus sowie auch den Übergang zum System der Investitionsbeiträge. Die vorgeschlagene Höhe der Investitionsbeiträge von jährlich CHF 15 Mio. halten wir mit Blick auf das Potential und auf die ökologischen Auswirkungen im Vergleich zur Kleinwasserkraft (CHF 30 Mio.) insgesamt für zu tief. Wir würden es sehr begrüßen, wenn Beiträge für die Projektierung von Anlagen nicht nur für die Windmessung gesprochen würden, sondern auch für die Planung von Windkraftanlagen. Die Planungskosten und die Realisierungszeit für Windenergieanlagen sind, nicht zuletzt aufgrund des verbreiteten Widerstands, sehr hoch und dadurch besonders risikoreich. Die vorgeschlagene Untergrenze der Förderung von 10 MW verhindert allenfalls bereits die Projektierungsphase für kleinere Windparks mit zwei bis drei Anlagen im 3 MW-Bereich. Das gleiche gilt für ein Repowering von bestehenden Anlagen. Die Begrenzung für die Ausbezahlung von Förderbeiträgen soll deshalb auf 5 MW oder tiefer herabgesetzt werden.

Antrag

Die Anträge der EnDK werden unterstützt.

e) Übrige Technologien

Wir begrüßen die Weiterführung der Förderung für Biogasanlagen und Geothermie über 2022 hinaus sowie den Übergang zum System der Investitionsbeiträge, auch wenn die Rentabilität von Biogasanlagen damit weiterhin anspruchsvoll bleibt. Ebenfalls positiv bewerten wir die vorgeschlagenen Projektierungsbeiträge. Bei der Förderung von Holzkraftwerken mit Investitionsbeiträgen ist die natürliche Speicherfähigkeit von Holz zu berücksichtigen. Die Investitionsbeiträge sollten deshalb mit Blick auf die Versorgungssicherheit an Bedingungen zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr geknüpft werden.

Antrag

Der Antrag der EnDK wird unterstützt.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

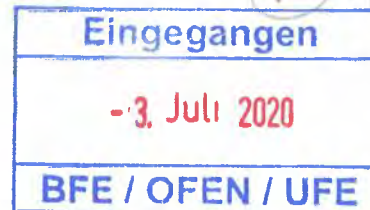
Freundliche Grüsse



Isaac Reber
Regierungspräsident



Elisabeth Heer Dietrich
Landschreiberin



Rathaus, Marktplatz 9
CH-4001 Basel

Tel: +41 61 267 80 54
Fax: +41 61 267 85 72
E-Mail: staatskanzlei@bs.ch
www.regierungsrat.bs.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energie
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Basel, 1. Juli 2020

Regierungsratsbeschluss vom 30. Juni 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Stellungnahme des Kantons Basel-Stadt

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 haben Sie uns die Vernehmlassungsunterlagen zur Revision des Energiegesetzes zukommen lassen. Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und lassen Ihnen nachstehend unsere Anträge und Bemerkungen zukommen.

Grundsätzliche Einschätzung

Der Regierungsrat unterstützt die Revision des Energiegesetzes grundsätzlich. Insbesondere die Bemühungen zur Stärkung der erneuerbaren Energieträger und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, was dem Grundgedanken der baselstädtischen Energiepolitik entspricht. Trotzdem erlauben wir uns, ein paar grundsätzliche Überlegungen zu der Vorlage darzulegen.

Die Ratifizierung des Klimaabkommens von Paris und der Entscheid des Bundesrats, bis 2050 Netto-Null Treibhausgasemissionen erreichen zu wollen, bedingt, dass die bestehenden Fördermassnahmen im Energiebereich erweitert werden. Deshalb begrüsst der Regierungsrat, dass die bestehenden Fördermassnahmen zeitlich verlängert und weiterentwickelt werden. Es ist wichtig, Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten.

Konkrete Anregungen

Ausbauziele und Förderzeitraum

Die Ausbauziele in Art. 2 wurden aus den Grundlagen der Botschaft vom 4. September 2013 zum neuen EnG übernommen. Durch das in der Zwischenzeit neu gesetzte Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» muss mit einem erhöhten Strombedarf gerechnet werden. Die in der Vorlage vorgeschlagenen Werte zum Ausbau der neuen erneuerbaren Energien liegen deshalb mit Sicherheit zu tief. Sie müssten wohl in etwa verdoppelt werden. Die Werte sollen – wie vorgesehen – nach der Vernehmlassung entsprechend erhöht werden. Der Regierungsrat

begrüssst, dass die Ausbauziele für verbindlich erklärt werden. Allerdings wird der alleinige Ausbau der Stromproduktion für die Erreichung der Ziele nicht reichen. Es wird auch eine Steigerung der Effizienz nötig sein, weshalb auch die Verbrauchsrichtwerte entsprechend angepasst werden sollten. Die Verlängerung der bisher auf 2030 befristeten Investitionsbeiträge bis 2035 erachtet der Regierungsrat ebenfalls als begrüssenswert.

Antrag:

Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energie und Senkung der Verbrauchsrichtziele, damit sie dem Netto-Null-Ziel bis 2050 entsprechen.

Photovoltaikanlagen (PV)

Der Regierungsrat begrüsst die vorgeschlagenen Massnahmen, die den Zubau an PV-Anlagen beschleunigen sollen. Im Bereich der Kleinanlagen wird das System der Investitionsbeiträge beibehalten. Dass die maximalen Förderbeiträge von Anlagen ohne Eigenverbrauch von 20 Prozent auf 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten erhöht werden, ist sinnvoll, weil dadurch erreicht werden kann, dass die Anlagen nicht nur für den Eigenverbrauch optimiert werden, sondern dass die gesamten für PV geeigneten Dachflächen genutzt werden.

Auch die Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen ist grundsätzlich nachvollziehbar, da diese Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Grundsätzlich wäre aber für grosse PV-Anlagen ein System wünschenswert, das mit variablen Einspeisevergütungen auf die Risiken im Strommarkt reagieren könnte. Mit einem solchen System können die Strommarktpreise und die Netzauslastung berücksichtigt werden.

Wird trotzdem das System der Auktionen angewendet, sollte nicht alleine der Vergütungssatz pro kW als Zuschlagskriterium massgebend sein. Es sollten auch Faktoren berücksichtigt werden, welche die Erreichung der EnG-Zielsetzungen unterstützen (z.B. Ausgleich von standortspezifischen Faktoren, Vorkehrungen zur Stabilisierung der Netze, Beitrag zur Erhöhung der Stromproduktion im Winter und Vorhalten von Kapazitäten).

Anträge

Für grosse PV-Anlagen soll ein System mit variablen Einspeisevergütungen, welche die Strommarktpreise und die Netzauslastung berücksichtigen, realisiert werden.

Sollten Einmalvergütungen bevorzugt werden, ist bei der Auktionierung von PV-Anlagen nicht nur der Vergütungssatz massgebend, sondern auch andere Faktoren, welche die Zielerreichung unterstützen, wie z.B. die Stromproduktion im Winter, die Netzentlastung oder das Vorhalten von Kapazitäten.

Wasserkraft

Im aktuellen Umfeld mit ungewisser Strompreisentwicklung und Unsicherheiten im Zusammenhang mit Rekonzessionierungen herrscht bei Grosskraftwerken mangelnde Investitionsbereitschaft. Hier besteht die Gefahr, dass von den Kraftwerksbetreibern nur noch die absolut notwendigen Investitionen getätigt werden. Trotzdem sollen Beiträge für erhebliche Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken nur bis zu einer Leistung von höchstens 5 MW ausgerichtet werden, weil davon ausgegangen wird, dass sich Investitionen bei grösseren Anlagen im heutigen Umfeld

durchaus amortisieren lassen. Das Problem der mangelnden Investitionsbereitschaft könnte anstelle von Investitionsbeiträgen durch ein Modell mit rückwirkendem Marktrisikoausgleich für die Erneuerung von Grosswasserkraftanlagen gelöst werden. Dabei gleicht eine nachträgliche Vergütung die Differenz zwischen den Gestehungskosten und allfällig tieferen durchschnittlichen Marktpreisen aus.

Die neue Regelung zu prioritären Anlagen ist sehr zu begrüßen. Mit dieser Regelung erhalten neue Wasserkraftanlagen mit einem grossem Potenzial Vorrang gegenüber anderen Anlagen. Diese Anlagen können einen grossen Beitrag an die Erreichung der Ausbauziele leisten und sind auch für den Ausbau der Winterproduktion von Bedeutung.

Antrag:

Die Planungs- und Investitionssicherheit für die Wasserkraft muss auch auf lange Sicht gesichert sein, dabei soll neben Investitionsbeiträgen auch ein rückwirkender Ausgleich des Marktrisikos als Lösung angewendet werden.

Windenergie

Windenergie stellt eine wichtige Quelle für die Winterstromproduktion dar und kann damit einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Trotzdem stösst sie in der Schweiz aus Landschafts-, Natur- und Lärmschutzgründen immer wieder auf grossen Widerstand. Aus diesem Grund sind die vorgesehenen Investitionsbeiträge von jährlich 15 Millionen Franken zu tief angesetzt. Vor allem, wenn man sie mit der Förderung von Kleinwasserkraftwerken in der Höhe von 30 Millionen Franken vergleicht, denn Windkraftwerke generieren in der Regel kleinere ökologische Eingriffe als Kleinwasserkraftwerke.

Auch die Untergrenze der Förderung von Windparks von 10 MW ist zu hoch angesetzt, denn sie verhindert kleinere Windparks, die durchaus sinnvoll sein können (z.B. drei Anlagen im 3 MW-Bereich). Eine Untergrenze von 5 MW erscheint sinnvoll.

Der Regierungsrat begrüsst, dass neu Beiträge für die Projektierung von Anlagen vorgesehen sind. Allerdings sind diese auf die Windmessungen begrenzt. Da der Aufwand für die Planung von Windparks aufgrund des verbreiteten Widerstands generell sehr hoch ist, sollten analog zu Geothermie- und Wasserkraftanlagen Beiträge an die gesamten Planungskosten geleistet werden.

Anträge:

Die jährlichen Investitionsbeiträge für Windenergie sollen erhöht werden;

Die Untergrenze für die Förderung von Windparks soll auf 5 MW reduziert werden;

Die Beiträge für die Planung von Windkraftanlagen soll nicht auf die Windmessung beschränkt werden, es sollen die gesamten Planungskosten angerechnet werden können.

Übrige Technologien

Der Regierungsrat begrüsst die Weiterführung der Förderung für Biogasanlagen und Geothermie. Auch die Unterstützung der Projektierung von Geothermieranlagen ist sinnvoll, da die Planung solcher Anlagen sehr aufwendig ist. Bei der Förderung von Holzkraftwerken ist die natürliche

Speicherung von Holz zu berücksichtigen. Die Investitionsbeiträge sollten deshalb an die Bedingungen zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr geknüpft werden. Damit kann ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden.

Antrag:

Bei der Förderung von Holzkraftwerken sollen die Investitionsbeiträge an die Bedingung zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr geknüpft werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Für Rückfragen steht Ihnen Marcus Diacon, Abteilungsleiter Energie, marcus.diacon@bs.ch, Tel. 061 639 23 61, gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates des Kantons Basel-Stadt



Elisabeth Ackermann
Präsidentin



Barbara Schüpbach-Guggenbühl
Staatsschreiberin



isone.ch
Comune di Isonne

CH - 6810 Isonne

Tel. +41 91 946 12 72

Fax +41 91 946 47 63

E-mail: cancelleria@isone.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Geht per Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Isonne, 09.07.2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023).

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Simonetta Sommaruga

Wir möchten uns für die Möglichkeit bedanken, dass wir uns zu diesem wichtigen Dossier einbringen dürfen.

Unsere Gemeinde, wie viele andere Berggemeinde, betreibt eine Trinkwassernetz, sowie eine kleine ARA.

Wir dürfen Ihnen versichern, dass wir das Ziel der Vorlage vollumfänglich unterstützen, nämlich mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Wir unterstützen dementsprechend auch, dass die bereits bestehenden Förderinstrumente im Energiegesetz länger angewendet und punktuell weiterentwickelt werden

Grundsätzliche Bemerkungen

a) Gleichbehandlung

Wir sind der Meinung, dass alle Technologien zur Erreichung der Ziele des EnG berücksichtigt und auch alle gleichbehandelt werden müssen, ob von privaten oder öffentlichen Investoren.

Wir gehen davon aus, dass die Förderbeiträge in allen Bereichen so angesetzt werden, dass unangemessene Gewinne von privaten oder öffentlichen Unternehmern verhindert werden.

Wir begrüßen zudem eine regelmässige Anpassung der zukünftigen Förderung unter Berücksichtigung veränderter Rahmenbedingungen. Sollten z.B. die Strommarktpreise steigen, ist auch die Förderhöhe bei den Grosswasserkraftwerken entsprechend anzupassen.



b) Investitionsbeiträge bei Infrastrukturanlagen

InfraWatt und die Branchen haben einer Anpassung weg von der KEV hin zu Investitionsbeiträgen bereits 2014 zugestimmt, obwohl damit die Fördersumme bei den ARA und KVA zugunsten von anderen Bereichen deutlich reduziert wurde. Wichtig für die Infrastrukturanlagen ist, dass die Förderung mit klar definierten Investitionsbeiträgen planbar und von uns für den Entscheidung über die Realisierung von Projekten berücksichtigt werden kann. Dabei hilft uns auch wesentlich, dass in der Revision vorgesehen ist, die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten zukünftig fallen zu lassen.

c) Anreize zur Steigerung der Winterproduktion und Flexibilität

Die Stromproduktion im Winter wird zu einem Problem werden. Diesem Aspekt sollte auch bei der Revision des EnG Beachtung geschenkt und Technologien mit einem höheren Anteil an Winterstromproduktion auch höhere Fördergelder entrichtet werden, als Anreiz für vermehrte Winterstromproduktion.

Ebenso ist bei der Förderhöhe zu berücksichtigen, wenn die Produktion kurzfristig an den zeitlichen Bedarf angepasst oder Reservekapazitäten bereitgestellt werden, sei dies durch Speicherung oder Lastverschiebungen. Dies dient auch dem wetterabhängigen Ausgleich von Sonne- und Windstrom.

In diesem Sinne sollten auch die Bemühungen im Bereich der Technologien unterstützt werden, die für die Speicherung prädisponieren, wie z.B. die Herstellung von Strom aus.

Anträge zu den einzelnen Artikeln

Art. 26 Abs. 5 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen: Nebennutzungsanlagen

Wir begrüßen sehr, dass die Nebennutzungsanlagen in der Revision gewürdigt werden und schlagen folgende Optimierung zum Abbau von Hemmnissen vor:

⁵ Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 gelten nicht für Nebennutzungsanlagen wie Trink- und Abwasserkraftwerke etc. Für Nebennutzungsanlagen gelten gemäss Absatz 3 Investitionsbeiträge von höchstens 60% für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen sowie 40% für erhebliche Erneuerungen und gemäss Absatz 4 die Förderung der Projektierung von höchstens 40%.

Begründung:

- Wir würden es begrüßen, wenn die Stichworte Trink- und Abwasserkraftwerke in Art. 26 Abs. 5 explizit aufgeführt werden. Wir haben festgestellt, dass selbst Fachleuten nicht klar ist, welche Anlagen der Begriff Nebennutzungsanlagen umfasst und damit auch nicht in Verbindung mit Trink- und Abwasserkraftwerken bringen.
- Es bestehen noch grössere Potenziale bzw. noch zahlreiche Standorte in der Schweiz, um neu Trinkwasserkraftwerke zu erstellen.
- Trink- und Abwasserkraftwerke liefern erneuerbaren Strom, der sehr ökologisch ist.



- Trink- und Abwasserkraftwerke zeichnen sich dadurch aus, dass sie bestehende Infrastrukturanlagen nutzen und den Umwelt- und Landschaftsschutz nicht tangieren.
- Wasserversorgungen haben die Aufgabe, das lebensnotwendige Trinkwasser jederzeit in ausreichender Menge und höchster Qualität bereit zu stellen. Angesichts dieser enormen Herausforderung spielt das Thema Energie in der Branche nur eine untergeordnete Bedeutung. Wasserversorgungen müssen nach wie vor motiviert werden, damit sie Energieprojekte prüfen und umsetzen. Um weitere Trinkwasserkraftwerke, insbesondere auch Neuanlagen, auslösen zu können, braucht es deshalb einen ausreichenden Förderbeitrag. Das ist auch daran ersichtlich, dass kaum noch neue Projekte geprüft und angegangen wurden, als ab 2018 keine Fördergelder mehr für neue Trinkwasserkraftwerke zur Verfügung standen.
- Angesichts dieser Ausgangslage bzw. den Aufgaben von Wasserversorgungen ist selbst die Bewilligung von Projektierungskosten für Energieanlagen in den Entscheidungsgremien eine hohe Hürde. Ohne Förderung von Projekten werden Trinkwasserkraftprojekte, die schlussendlich interessant gewesen wären, gar nicht erst geprüft. Ohne Beiträge an die Projektierung wird ein beträchtlicher Teil des Potenzials zur Steigerung der Stromproduktion bei Trink- und Abwasserkraftwerken nicht ausgeschöpft.
- Kurzum, Trink- und Abwasserkraftanlagen sind klein und fein und ihnen soll deshalb unter den Stromproduktionsanlagen besondere Beachtung eingeräumt werden.

Art. 55

Wir begrüßen ausdrücklich, dass bei Nichterreichen der Richtwerte zusätzliche notwendige Massnahmen geprüft und vom Bundesrat beantragt werden.

Mit diesen pragmatischen Vorschlägen lässt sich rasch und einfach die Wirkung des EnG bzw. die erneuerbare Stromproduktion mit den gleichen Geldern steigern. Es würde uns freuen, wenn Sie diese Möglichkeiten prüfen und unterstützen möchten, denn wir sind überzeugt, dass die Abfall- und Abwasserbranchen auf Anreize viel stärker reagieren als über zusätzliche Vorgaben.

Bei Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Comune di Isonne
Name: Davide Buloncelli
Funktion: Sindaco



Absender:
Comune di Isonne
6810 Isonne
Tel.: 091 946 12 72
Mail: cancelleria@isone.ch



ETAT DE FRIBOURG
STAAT FREIBURG

Conseil d'Etat CE
Staatsrat SR

Rue des Chanoines 17, 1701 Fribourg

T +41 26 305 10 40, F +41 26 305 10 48
www.fr.ch/ce

Conseil d'Etat
Rue des Chanoines 17, 1701 Fribourg

PAR COURRIEL

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC
Palais fédéral Nord
3003 Bern

Courriel : EnG@bfe.admin.ch

Fribourg, le 16 juin 2020

Révision de la loi sur l'énergie (mesures d'encouragement à partir de 2023) : procédure de consultation

Madame la Conseillère fédérale,

Nous nous référons au courrier du 3 avril 2020 sur l'objet cité en titre, lequel a retenu toute notre attention. Nous avons l'honneur de vous transmettre notre détermination y relative.

D'une manière générale, le Conseil d'Etat salue la révision de la LEne, qui vise à instaurer une sécurité en matière de planification et des incitations à l'investissement, tout en renforçant la sécurité de l'approvisionnement en Suisse.

A ce jour, l'essentiel de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables suisses durant les mois d'hiver est assuré par des centrales hydrauliques. Toutefois, le développement de ces centrales présente des limitations techniques. Le développement de l'énergie éolienne, qui fournirait également une part importante de l'énergie en hiver, se heurte à diverses résistances. Le potentiel de la biomasse demeure limité et les perspectives de production d'électricité à partir de la géothermie sont actuellement très incertaines. Le photovoltaïque (PV), en revanche, joue un rôle central, à côté de la force hydraulique, en raison de son potentiel d'expansion relativement rapide et de son acceptation élevée au sein de la population, et ce malgré son apport somme toute limité en hiver. L'intention du projet d'accélérer le développement du photovoltaïque est donc à saluer.

S'agissant des aspects de détails du projet, le Conseil d'Etat se détermine de la manière suivante.

Objectifs de développement et durée de l'encouragement

Le Conseil d'Etat salue le caractère contraignant des objectifs de développement visés à l'art. 2 et la prolongation de la durée d'encouragement prévue à l'art. 38 LEne à fin 2035 pour l'ensemble des technologies. Néanmoins, l'accroissement prévu des objectifs de développement à la suite de la procédure de consultation, basé sur les nouvelles perspectives énergétiques et sur le scénario de zéro émission nette pour 2050, est nécessaire. Il est également probable que les valeurs indicatives de consommation selon l'art. 3 LEne doivent être adaptées dans ce contexte. Si le suivi montre ultérieurement que les objectifs de développement ne sont pas atteints, le Conseil fédéral devra systématiquement demander les mesures supplémentaires qu'il juge nécessaires (cf. art. 55, al. 3, LEne).

En outre, il est extrêmement difficile d'évaluer les mesures contenues dans le projet et d'estimer les coûts jusqu'à ce que les nouveaux objectifs de développement soient connus. La décarbonisation et le renforcement de l'électrification qui en résulte posent à la Suisse des défis majeurs qui ne peuvent être maîtrisés sans l'acceptation des politiques et de la population. C'est notamment pour cette raison que les coûts de l'encouragement prévu doivent être indiqués de manière transparente et communiqués clairement, même si les objectifs de développement sont adaptés ultérieurement.

Photovoltaïque (PV)

Le Conseil d'Etat salue l'intention du projet d'accélérer le développement du photovoltaïque. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) estime à 67 TWh/an le potentiel d'électricité solaire des toits et des façades de maisons en Suisse dont l'exposition est moyenne à excellente. Les cantons contribuent aussi à ce développement par le biais des prescriptions relatives à la production propre de courant dans les bâtiments à construire contenues dans le MoPEC 2014.

Si nous saluons le maintien des contributions d'investissement pour les petites installations, nous sommes favorables au renforcement de l'efficacité de l'encouragement induit par l'introduction d'appels d'offres pour les grandes installations photovoltaïques étant donné que celles-ci peuvent apporter une contribution importante à la sécurité de l'approvisionnement. L'avantage des mises aux enchères prévues réside dans le fait que les fonds seront utilisés de manière plus efficace et plus efficiente. Ainsi les grandes installations les plus avantageuses seront construites.

Toutefois, le modèle reste très vague en ce qui concerne la forme que prendront les mises aux enchères. Le Conseil fédéral peut décider de la fréquence et du volume annuel des appels d'offres, ainsi que de la taille des installations à partir desquelles il est obligatoire de procéder à une mise aux enchères. Il nous semble important de s'assurer qu'une distinction soit faite entre les petits et grands exploitants d'installations afin d'adapter la charge administrative à leurs capacités respectives. Sur la base de l'expérience acquise par les cantons dans le secteur du bâtiment, nous suggérons que des mises aux enchères soient organisées pour les installations de 300 kWp et plus.

Afin d'atteindre des objectifs de développement aussi ambitieux, l'encouragement doit servir à garantir que la totalité de la surface du toit adaptée au photovoltaïque soit utilisée et que celle-ci ne soit pas seulement optimisée pour la consommation propre. En conséquence, le Conseil d'Etat approuve l'augmentation de la contribution d'investissement de 60 % pour les installations sans consommation propre, conformément à l'art. 25, al. 3, LEne. En vertu de l'art. 25a, al. 2, LEne, le Conseil fédéral peut également prévoir des mises aux enchères séparées à des conditions différentes pour les installations avec et sans consommation propre. Nous considérons qu'une telle distinction est très importante, car les grandes installations photovoltaïques sans consommation propre ne sont pratiquement jamais mises en œuvre dans l'environnement actuel et celles avec consommation propre ont jusqu'à présent été construites sans mesures supplémentaires.

Afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement, nous estimons qu'il est nécessaire de bonifier l'utilisation ciblée des fonds d'encouragement pour la production d'électricité à partir d'installations photovoltaïques pendant les mois d'hiver. Selon le rapport explicatif, le Conseil fédéral peut choisir comme critère d'adjudication la contribution d'une installation photovoltaïque à la production d'électricité durant le semestre d'hiver, ce que nous saluons expressément. Toutefois, des incitations financières supplémentaires devraient également être créées pour la production d'électricité pendant le semestre d'hiver dans le cadre de la rétribution unique ordinaire (en dehors des mises aux enchères).

Finalement, le développement des installations photovoltaïques dépend non seulement de l'encouragement, mais aussi, dans une large mesure, de la méthode de calcul des redevances de réseau et des tarifs de rachat. Par exemple, les redevances de réseau incitent à optimiser la consommation propre, bien que du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement, il serait souhaitable que les toits soient entièrement couverts de modules photovoltaïques. En outre, les tarifs de rachat très différents d'une région à l'autre, non fondés sur le marché, donnent lieu à une production d'électricité qui ne correspond pas aux exigences du marché. Il faut donc saluer le fait que les tarifs d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux soient adaptés dans le cadre de la révision de la LApEI. En ce qui concerne les tarifs de rachat, il serait souhaitable qu'ils soient uniformes dans toute la Suisse et qu'ils reflètent les facteurs saisonniers.

Force hydraulique

L'abandon progressif de l'énergie nucléaire place la force hydraulique au cœur de la production indigène de l'électricité. La force hydraulique joue un rôle central, notamment pour la sécurité de l'approvisionnement pendant les mois d'hiver. Les investissements dans les grandes centrales hydrauliques sont réalisés par les entreprises d'approvisionnement en énergie dans un horizon de 60 à 80 ans et en fonction d'aspects purement économiques. Ils sont notamment en concurrence directe avec les investissements dans d'autres installations de production d'énergie (renouvelable) à l'étranger effectués de façon intensive ces dernières années. Les recettes attendues en Suisse dépendent grandement de l'évolution des prix en Europe et ailleurs dans le monde, échappant ainsi au contrôle de la politique suisse. En outre, il existe des incertitudes causées par les réglementations et les subventions étrangères.

Le potentiel de l'hydroélectricité en Suisse est déjà utilisé à plus de 90 %. Par conséquent, il est peu probable que de nouveaux grands barrages à accumulation puissent être construits. Faute de sites adéquats, mais aussi en raison de leur impact sur l'environnement. Le potentiel restant se trouve donc essentiellement dans l'extension de la capacité des ouvrages existants.

Si nous saluons la proposition de doubler les moyens financiers, nous doutons fortement que les projets nécessaires puissent être lancés en s'appuyant uniquement sur des contributions d'étude et d'investissement. En effet, bien que les entreprises d'approvisionnement en énergie disposent de capitaux suffisants, elles ont considéré jusqu'à présent que le risque des recettes futures pour un horizon d'investissement de 60 à 80 ans était trop élevé. Nous sommes favorables à la proposition de règlement visée à l'art. 26, al. 7, LEne, sur les installations prioritaires en tant que mesure de renforcement de la sécurité de l'approvisionnement, notamment parce qu'elle servira d'outil aux autorités décisionnelles pour évaluer l'intérêt national. L'évaluation de la priorité des installations ne doit pas se limiter à l'estimation de l'efficacité de la production électrique, mais elle doit aussi considérer l'impact environnemental, celui-ci pouvant également être chiffré afin d'évaluer une rentabilité économique intégrale des installations. Les priorités doivent être établies de manière transparente et être accessibles au public. Si l'on ne parvient pas à inciter à la construction de nouvelles installations et au développement jugés nécessaires, cela doit se faire dans le cadre du nouvel art. 9 LApEI (mesures en cas de mise en danger de l'approvisionnement). On peut toutefois se demander, dans l'hypothèse où la sécurité de l'approvisionnement serait compromise à moyen terme, s'il resterait suffisamment de temps pour construire ou agrandir une centrale fonctionnant à l'énergie renouvelable. C'est pourquoi les incitations pour la construction de nouvelles installations et le développement des installations existantes devraient s'appuyer principalement sur l'encouragement.

Pour les centrales existantes, de 2020 à 2050, il est prévu de renouveler des concessions d'environ 25 000 GWh, ce qui implique en principe également que des investissements devront être réalisés en termes de modernisation et d'agrandissement tout en veillant à respecter les normes environnementales.

En raison des possibilités de développement limitées, l'entretien des grandes centrales hydrauliques existantes est d'une importance capitale pour la sécurité de l'approvisionnement. C'est pourquoi nous déplorons la suppression des contributions d'investissement destinées aux rénovations de grandes centrales hydrauliques, car nous craignons que les exploitants de centrales électriques ne réalisent que les investissements absolument nécessaires.

Énergie éolienne

L'énergie éolienne en Suisse se heurte malheureusement à de fortes résistances. Elle offrirait pourtant de très bonnes conditions pour la production d'électricité en hiver et servirait ainsi à assurer la sécurité de l'approvisionnement. C'est pourquoi le Conseil d'Etat est favorable à la poursuite du soutien au-delà de 2022 ainsi qu'au passage au système de contribution d'investissement. Nous considérons cependant que la contribution d'investissement proposée de 15 millions par an est beaucoup trop faible par rapport à celle des petites centrales hydrauliques (30 millions), compte tenu notamment du fait que les petites centrales hydrauliques ont des répercussions écologiques plus importantes.

Si nous saluons l'introduction des contributions d'étude de projets, nous déplorons par contre le fait que celles-ci ne doivent être utilisées que pour la mesure du vent. Les coûts de planification et le temps de mise en œuvre des éoliennes sont généralement très élevés, notamment en raison de la résistance dont elles font souvent l'objet, et sont donc particulièrement risqués.

Autres technologies

Le Conseil d'Etat salue le maintien de l'encouragement pour les installations de biogaz et la géothermie au-delà de 2022, ainsi que le passage au système des contributions d'investissement, même si la rentabilité des installations de biogaz n'en reste pas moins difficile. Nous approuvons également les contributions d'étude de projets proposées.

Nous comprenons bien que les usines d'incinération des ordures ménagères, qui doivent respecter des exigences énergétiques minimales en vertu de l'ordonnance sur les déchets (OLED), ne soient plus soutenues pour la production d'électricité. Par contre la loi et son ordonnance fédérale sur la protection des eaux (LEaux, OEaux), n'impose aucune obligation concernant l'exploitation énergétique des stations d'épuration (STEP). Par conséquent, nous recommandons que les nouveaux projets de récupération de chaleur ou de production d'électricité soient encore soutenus financièrement.

S'agissant de l'encouragement des centrales à bois par le biais de contributions d'investissement, nous estimons que la capacité naturelle de stockage du bois doit être prise en compte. Les contributions d'investissement devraient être liées, en regard de la sécurité de l'approvisionnement, à des conditions relatives à la production en électricité et en chaleur durant le semestre d'hiver.

Finalement, le Conseil d'Etat estime que la révision de la LEné est étroitement liée à la révision de la LApEI. Nous serions donc favorables à ce que les deux projets soient examinés simultanément au Parlement. S'il n'est pas possible de faire entrer les nouvelles réglementations en vigueur à partir de 2023, il existe un risque de lacune dans la réglementation et d'interruption de l'encouragement.

La lacune se situerait non seulement dans le système de rétribution de l'injection pour l'énergie éolienne, la géothermie et la biomasse, qui est limité à fin 2022, mais aussi dans la prime de marché pour la force hydraulique ainsi que dans la priorité accordée aux énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEI (méthode du prix moyen).

En vous remerciant de nous avoir consultés et de bien vouloir prendre en compte notre détermination, nous vous prions de croire, Madame la Conseillère fédérale, à l'assurance de nos sentiments les meilleurs.

Au nom du Conseil d'Etat :

Anne-Claude Demierre, Présidente



AC Demierre

Anne-Claude Demierre

17.6.2020



Signature électronique qualifiée - Droit suisse

Signé sur Skribble.com

Danielle Gagnaux-Morel, Chancelière d'Etat

DG

Danielle Gagnaux-Morel

17.6.2020



Signature électronique qualifiée - Droit suisse

Signé sur Skribble.com

L'original de ce document est établi en version électronique

**Le Conseil d'Etat**

3359-2020

GS / UVEK
25. JUNI 2020
Nr.

Département fédéral de
l'environnement, des transports, de
l'énergie et de la communication
(DETEC)
Madame Simonetta Sommaruga
Conseillère fédérale
3003 Berne

Concerne : révision de la loi sur l'énergie (LEne) (mesures à partir de 2023)

Madame la Conseillère fédérale,

Votre courrier du 3 avril dernier nous est bien parvenu et a retenu toute notre attention.

Nous nous prononçons ci-après sur les principaux éléments du projet de révision de la loi sur l'énergie.

I. Objectifs de développement

Notre Conseil soutient le principe d'un passage d'objectifs de production d'énergies renouvelables indicatifs à des objectifs contraignants à long terme. Conformément au rapport explicatif (p. 6), démontrant que les évolutions actuelles en matière de production d'énergies renouvelables nécessitent des efforts supplémentaires, il est essentiel de donner un signal clair aussi bien en termes d'ambition que d'horizon temporel.

Toutefois, nous estimons que les valeurs sont insuffisantes au regard des défis à relever.

En août 2019, le Conseil fédéral a adopté l'objectif d'un niveau net d'émissions de gaz à effet de serre (GES) nul d'ici à 2050. Il l'a réaffirmé début avril 2020, avec l'intention d'élaborer au niveau constitutionnel un contre-projet à l'Initiative pour les glaciers. Afin d'atteindre cet objectif d'émissions nettes nulles d'ici à 2050, différents secteurs (transports, production thermique des bâtiments, etc.) devront être décarbonés. Si cette évolution peut se réaliser en recourant pour l'essentiel à de l'électricité renouvelable (électromobilité et pompes à chaleur), elle se traduira également par une demande supplémentaire en électricité, en sus des efforts accrus à opérer en termes d'efficacité pour la réduire.

De plus, l'arrêt nécessaire et conforme à la SE 2050 des quatre réacteurs nucléaires restant en service induira une perte de production annuelle conséquente (environ 20 TWh).

Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, une hausse des importations d'électricité, qui serait nécessaire, au moins temporairement, si les énergies renouvelables étaient développées tardivement, est source d'incertitudes. A l'instar de la Commission fédérale de l'électricité, nous estimons que les capacités de production doivent se réaliser pour une part prépondérante de la consommation hivernale, en Suisse.

La situation économique incertaine liée au coronavirus ne fait que renforcer la nécessité d'un développement accéléré des énergies renouvelables et d'objectifs plus ambitieux, compatibles avec les objectifs climatiques, la SE 2050 et la sécurité de l'approvisionnement.

Par ailleurs, le projet n'envisage aucun renforcement dans le domaine de l'efficacité énergétique. Les valeurs indicatives de consommation prévues dans la loi s'inscrivent dans une trajectoire de stabilisation de la consommation absolue d'électricité. Elles doivent être revues, de même que les instruments associés, pour tenir compte de la forte progression prévisible de la demande par l'électrification.

Au vu de ce qui précède, notre gouvernement demande à la Confédération de revoir les objectifs de consommation par habitant et de les reformuler en cohérence avec les objectifs de développement des énergies renouvelables. Il est non seulement nécessaire de remplacer par des énergies renouvelables les énergies fossiles et nucléaire, mais il convient également de lancer un véritable plan d'investissement en Suisse pour maximiser l'efficacité énergétique globale et par habitant.

II. Remplacement du système de rétribution de l'injection par des contributions d'investissement

Le Conseil d'Etat approuve l'intention du Conseil fédéral d'élargir la gamme des instruments d'incitation existants. Néanmoins, concernant le solaire photovoltaïque, les incitations à l'investissement restent fondamentalement défavorables aux projets d'installations dimensionnées pour s'intégrer en milieu urbain dense.

En effet, les porteurs de projets souhaitant valoriser leur production dans le cadre d'une autoconsommation, notamment dans une perspective de regroupement, bénéficient d'une contribution d'investissement de 30%, alors que les porteurs d'installations plus conséquentes perçoivent une contribution de 60%. Le système proposé repose sur l'idée que les premiers auront une rentabilité plus importante que les seconds car l'électricité produite peut être consommée directement sur place. Or, les profils de productions ne sont de loin pas congruents aux profils de consommations et dépendent en particulier des saisons. Les coûts, en milieu de densité urbaine, les désavantagent par ailleurs structurellement.

Cette situation est problématique, dans la mesure où les consommateurs et porteurs de petits projets financent grandement la transition énergétique par le supplément perçu sur l'utilisation du réseau électrique destiné à promouvoir l'encouragement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Une meilleure répartition des contributions aux investissements doit être assurée par rapport aux efforts de financement fournis par les consommateurs des zones urbaines et éviter des transferts régionaux aux effets inappropriés.

Notre Conseil demande la mise en place d'une solution pour remédier à ce déséquilibre désavantageant les contextes fortement urbanisés, par exemple une contribution supplémentaire à verser lorsque le porteur d'un projet parvient à équiper d'installations photovoltaïques la totalité de la surface du toit ou de la façade d'un bâtiment. Ce soutien pourrait augmenter de manière progressive en fonction du taux d'utilisation des surfaces potentiellement utilisables.

A titre d'exemple, l'Etat allemand verse des contributions à l'investissement aux petites installations photovoltaïques trois fois plus élevées que la Suisse (rapport explicatif, p 14). La Suisse applique de son côté un soutien spécifique à l'éolien alpin.

Enfin, pour ces mêmes petites centrales, il convient de fixer une rétribution minimum de rachat homogène à l'échelle de la Suisse. La conjonction de la rétribution de rachat et de la rétribution unique devrait permettre de rentabiliser les capitaux propres investis dans des installations, aussi en milieu de densité urbaine élevée, selon les conditions de marché et de risque.

III. Mises aux enchères pour les grandes installations photovoltaïques et indications relatives à la consommation

Le dispositif prévoit que les contributions de la rétribution unique (RU) puissent être fixées par mises aux enchères pour les grandes installations photovoltaïques (à partir de 100 kW). Il vise à favoriser l'exploitation de l'énorme potentiel de production d'électricité solaire, par exemple sur des toits d'étables ou des ouvrages d'infrastructure. Ces grandes installations doivent injecter leur production par commercialisation directe à des rétributions de rachat relativement bas. Si nous soutenons le principe, force est de constater qu'il ne prend pas en considération le principal frein au développement nécessaire, mais plus coûteux, du photovoltaïque en territoires denses et en proximité des consommateurs.

Dès lors, notre gouvernement demande que les conditions de mises aux enchères admettent non seulement des installations individuelles, mais aussi des installations regroupées en milieu de forte densité urbaine (par exemple sur la base de la statistique suisse de la superficie).

IV. Efficacité énergétique

En matière d'efficacité énergétique des véhicules et appareils produits en série, le projet prévoit des adaptations permettant une plus grande flexibilité dans la conception de l'étiquette-énergie et des prescriptions relatives à l'information des consommateurs. Notre Conseil salue ces propositions. Nous recommandons de veiller à ce que les caractéristiques liées à la consommation d'énergie ainsi que les autres dommages environnementaux, tels que les émissions, puissent être pris en compte sur l'ensemble du cycle de vie. En outre, nous souhaitons l'élargissement de ce dispositif à d'autres biens de consommation.

Nous vous remercions par avance pour la prise en compte de notre position et vous prions de recevoir, Madame la Conseillère fédérale, l'assurance de notre haute considération.

AU NOM DU CONSEIL D'ÉTAT

La chancelière :



Michèle Righetti

Le président :



Antonio Hodgers

Per E-Mail
Bundesamt für Energie
(EnG@bfe.admin.ch)

Aeugst am Albis, 09.07.2020

Revision des Energiegesetzes – Stellungnahme der Gemeinde Aeugst



Gemeinde Aeugst am Albis
Dorfstrasse 22, Postfach
8914 Aeugst am Albis

T 044 763 50 60
F 044 763 50 69

gemeinde@aeugst-albis.ch
www.aeugst-albis.ch

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 haben Sie die Revision des Energiegesetzes in die Vernehmlassung geschickt. Der Gemeinderat von Aeugst am Albis als ein Akteur in der Förderung von erneuerbaren Energien nimmt wie folgt Stellung.

Die Gemeinde Aeugst am Albis betreibt seit vielen Jahren eine aktive Energiepolitik und setzt sich dabei für erneuerbare Energien und Energieeffizienzmassnahmen ein. Wir haben ein grosses Interesse daran, dass auf Kantons- und Bundesebene geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden, um den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Energieeffizienz weiter zu fördern. Gerne möchten wir deshalb die Gelegenheit nutzen, uns zur Revision des Energiegesetzes im Rahmen des laufenden Vernehmlassungsverfahrens zu äussern.

Antrag:

Wir schlagen vor, für Photovoltaikanlagen jeweils über eine klar definierte Dauer eine fixe, möglichst kostendeckende Einspeisevergütung einzuführen.

Begründung:

Die Vergütung für Photovoltaikstrom ist im Kanton Zürich äusserst tief. Die Investitionsbeiträge decken nur einen kleinen Teil der Investitionskosten ab. Auch unter Berücksichtigung eines teilweisen Eigenverbrauchs ist es für viele Gebäudeeigentümer/innen derzeit noch zuwenig interessant, in Photovoltaikanlagen zu investieren.

Das Potenzial für zusätzliche Photovoltaikanlagen besteht in unserer Gemeinde vor allem aus Dächern auf Ein- und Mehrfamilienhäusern. Die in der Vernehmlassungsvorlage neu vorgeschlagenen Förderinstrumente für Anlagen, welche die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, sowie die Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen, bringen hier voraussichtlich kaum zusätzliche Anreize. Es braucht allerdings unserer Meinung nach auch eine verstärkte Förderung für Anlagen, wie sie in unserer Gemeinde gut möglich sind. Eine möglichst kostendeckende Vergütung für produzierten Solarstrom würde es für Photovoltaikanlagen beliebiger Grösse attraktiv machen, solche Anlagen zu erstellen, und dabei stabile Rahmenbedingungen schaffen.



Natürlich stimmt die Aussage in der Vernehmlassungsvorlage, dass man mit einer Einspeisevergütung von einem Drittel der Investitionskosten im Vergleich zu einer kostendeckenden Vergütung pro installierte Anlage weniger an Förderung bezahlt. Dies ist allerdings auch genau der Grund, weshalb viele Gebäudeeigentümer/innen bisher noch nicht auf Photovoltaikanlagen setzen. Es braucht eine möglichst kostendeckende Förderung.

In der Vernehmlassungsvorlage wird zutreffend festgestellt, dass konstante Rahmenbedingungen bei der Förderung wichtig sind. Doch mit einer blossen Weiterführung der Einmalvergütungen bleiben für Anlagenersteller/innen weiterhin grosse Unsicherheiten bestehen, was die zukünftigen Vergütungen für den produzierten Solarstrom betrifft. Konstante Rahmenbedingungen könnte man vor allem so schaffen, indem man einen fixen, möglichst kostendeckenden Einspeisetarif festsetzt, der schweizweit jeweils pro Anlage über eine bestimmte Dauer gilt.

Über die Höhe des Einspeisetarifs kann sich der Zubau steuern lassen. Durch eine Verteilung der Vergütung über eine klar definierte Dauer, möglicherweise bis zur ganzen erwarteten Lebensdauer der Anlage, können mit den aktuell verfügbaren Mitteln mehr Anlagen gefördert werden, als wenn einmalige Investitionsbeiträge bezahlt werden, selbst wenn diese nur einen Drittel der Anlagenkosten betragen. Mit der Vergütung pro eingespeiste kWh Solarstrom wird zudem ein Anreiz gesetzt, die Anlagen möglichst gut zu unterhalten.

Wir danken für die Berücksichtigung unseres Antrags.

Freundliche Grüsse
Gemeinde Aeugst am Albis
Gemeindepräsidentin

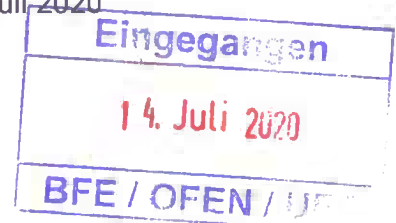
Nadia Hausheer

Gemeindeschreiber

Vit Styrsky

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuer-
bare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Villigen, 9. Juli 2020



Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Für die Möglichkeit, uns zur Revision des Energiegesetzes vernehmen zu lassen, danken wir bestens. Gerne unterbreiten wir Ihnen unsere Stellungnahme:

Die Energieversorgung Villigen unterstützt die vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) bereits eingereichte Stellungnahme. Aus Sicht eines kleinen Gemeindewerkes sind wir aber nach wie vor grundsätzlich gegen die komplette Strommarktöffnung, da Aufwand und Sparpotential in kleinem Verhältnis zueinander stehen. Wir weisen darauf hin, dass die zusätzlichen Kosten für die Handhabung der wechselwilligen Kunden durch die Kunden finanziert werden müssen.

In die gleiche Richtung geht die vorgesehene Liberalisierung des Zählerwesens. Die EVV hat sich inzwischen bei einem Dienstleister (e-sy AG) als Aktionär beteiligt, um bei der ambitionierten Umsetzung der Umrüstung auf SmartMeter, die aufgrund unseres Kenntnisstands noch nicht mit der von Ihnen geforderten Funktionalität erhältlich sind, den nötigen Support sicherzustellen. Sollte auch die Liberalisierung der Zähler eingeführt werden, bleiben wir auf Investitionskosten sitzen. Daher fordern wir, dass das Messwesen vollständig in der Hand der Verteilnetzbetreiber bleibt.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Anliegen und grüssen

freundlich

Elektrizitätsversorgung Villigen
Präsident Elektrokommision

Olivier Moser

Kopien an:

- Herr Olivier Moser, Präsident Elektrokommision
- Abteilung Finanzen, zur Information
- Akten



Gemeinderat

Albisstrasse 2
8932 Mettmenstetten
www.mettmenstetten.ch

dominik.pfefferli@mettmenstetten.ch
Tel. 044 767 90 27

Bundesamt für Energie

Per e-mail: EnG@bfe.admin.ch

9. Juli 2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Gemeinde Mettmenstetten ist seit vielen Jahren Energiestadt und setzt sich für erneuerbare Energien und Energieeffizienzmassnahmen ein. Wir haben ein grosses Interesse daran, dass auf Kantons- und Bundesebene geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden, um den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Energieeffizienz weiter zu fördern. Gerne möchten wir deshalb die Gelegenheit nutzen, uns zur Revision des Energiegesetzes im Rahmen des laufenden Vernehmlassungsverfahrens zu äussern.

Wir schlagen vor, dass der Bund mit einer Wiedereinführung einer kostendeckenden Einspeisevergütung für deutlich höhere und vor allem auch stabile Tarife für ins Netz eingespeisten Strom aus Photovoltaikanlagen sorgt, so dass über die Lebensdauer der entsprechenden Anlagen ein kostendeckender Betrieb möglich ist. Zur Begründung möchten wir folgende Überlegungen aufführen:

Die Vergütung für Photovoltaikstrom ist in unserem Kanton äusserst tief. Die Einmalvergütung deckt zudem nur einen kleinen Teil der Investitionskosten ab. Auch unter Berücksichtigung eines teilweisen Eigenverbrauchs ist es für viele Gebäudeeigentümer/innen derzeit noch zu wenig interessant, in Photovoltaikanlagen zu investieren. Zudem fehlt es an stabilen Tarifen für die Einspeisung von Solarstrom. Das zuständige Elektrizitätswerk kann die Tarife von Jahr zu Jahr ändern. So besteht keine Sicherheit für Investoren. Dies ist stark investitionshemmend.

Das Potenzial für zusätzliche Photovoltaikanlagen besteht in unserer Gemeinde vor allem auf Dächern von Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie bei Scheuen und Gewerbebauten. Die in der Vernehmlassungsvorlage neu vorgeschlagenen Förderinstrumente für Anlagen, welche die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, sowie die Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen, bringen hier voraussichtlich kaum zusätzliche Anreize. Es braucht auch eine verstärkte Förderung für solche Anlagen.

Eine kostendeckende Vergütung für eingespeisten Solarstrom würde Anreize schaffen in zusätzliche Photovoltaikanlagen zu investieren. Natürlich stimmt die Aussage in der Vernehmlassungsvorlage, dass man mit einer Einspeisevergütung von einem Drittel der Investitionskosten im Vergleich zu einer kostendeckenden Vergütung pro installierte Anlage weniger an Förderung bezahlt. Dies ist allerdings auch genau der Grund, weshalb viele Gebäudeeigentümer/innen bisher noch nicht auf Photovoltaikanlagen setzen. Es braucht eine kostendeckende Förderung.

In der Vernehmlassungsvorlage wird zutreffend festgestellt, dass konstante Rahmenbedingungen bei der Förderung wichtig sind. Doch mit einer blossen Weiterführung der Einmalvergütungen bleiben für Anlagenersteller/innen weiterhin grosse Unsicherheiten bestehen, was die zukünftigen Vergütungen für den produzierten Solarstrom betrifft. Konstante Rahmenbedingungen könnte man vor allem so schaffen, indem man eben wieder einen kostendeckenden Einspeisetarif festsetzt, der schweizweit gilt, über die ganze Lebensdauer der Anlagen.

Über die Höhe des Einspeisetarifs kann sich der Zubau steuern lassen. Durch eine Verteilung der Vergütung über die ganze Lebensdauer der Anlage können mit den aktuell verfügbaren Mitteln mehr Anlagen gefördert werden, als wenn einmalige Investitionsbeiträge bezahlt werden, selbst wenn diese nur einen Drittel der Anlagenkosten betragen. Mit der Vergütung pro eingespeiste kWh Solarstrom wird zudem ein Anreiz gesetzt, die Anlagen möglichst gut zu unterhalten.

Wir danken für die Prüfung unseres Vorschlags.

Freundliche Grüsse

René Kälin

Gemeindepräsident



Oliver Bär

Geschäftsführer



Regierungsrat
Rathaus
8750 Glarus

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Glarus, 23. Juni 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Hochgeachtete Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK gab uns in eingangs genannter Angelegenheit die Möglichkeit zur Stellungnahme. Dafür danken wir und teilen Ihnen mit, dass wir uns vollumfänglich der Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone anschliessen.

Genehmigen Sie, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, den Ausdruck unserer vorzüglichen Hochachtung.

Freundliche Grüsse

Für den Regierungsrat


Dr. Andrea Bettiga
Landammann


Hansjörg Dürst
Ratsschreiber

E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Beilage:
- Stellungnahme RKGK

versandt am: **23. Juni 2020**



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Frau
Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga
Vorsteherin UVEK
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Chur, den 26. Mai 2020

Revision des Energiegesetzes (EnG) – Fördermassnahmen ab 2023

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die «Revision des Energiegesetzes (EnG) – Fördermassnahmen ab 2023» vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis sowie den beiden Beobachterkantonen Appenzell-Ausserrhododen und Appenzell-Ausser rhoden gerne wie folgt Stellung:

I. EINLEITUNG

Das Ziel der Revision des EnG, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken, teilt unsere Konferenz. Sie ist jedoch der Ansicht, dass der unterbreitete Revisionsentwurf sowohl die Bedeutung der bestehenden Wasserkraftproduktion als auch die Bedeutung der Wasserkraft für die Erreichung der Ausbauziele unter Berücksichtigung der Kriterien Zubau, Effizienz und Versorgungssicherheit zu wenig berücksichtigt und deshalb **signifikanter Überarbeitungsbedarf** besteht.

Der unterbreitete Revisionsvorschlag enthält im Bereich der Wasserkraft folgende **drei fundamentalen Schwachstellen**:

- ➡ **Inkonsistenz zwischen Erfüllung der Förderkriterien und den Förderschwerpunkten;**
- ➡ **Fehleinschätzung bezüglich Bestandessicherung bei der Wasserkraftproduktion;**
- ➡ **Fehlende Planungssicherheit für bestehende, aber neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke (Heimfall / Neukonzessionierungen).**

Ohne eine Anpassung dieser grundlegenden Punkte wird unsere Konferenz die EnG-Revision **nicht mittragen** können. Weiter sehen wir auch punktuellen Anpassungsbedarf bei den Photovoltaik-Anlagen und der Windenergie. Dies begründen wir wie folgt:

Präsident: Staatsrat Roberto Schmidt
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming

Hinterm Bach 6, Postfach 539, 7001 Chur
Tel. 081 250 45 61, Fax 081 252 98 58
kontakt@gebirgskantone.ch
www.gebirgskantone.ch



II. DREI FUNDAMENTALE SCHWACHSTELLEN DER VORGESCHLAGENEN REVISION

1. Erste Schwachstelle: Inkonsistenz zwischen Erfüllung der Förderkriterien und den Förderschwerpunkten

A. Die Kriterien des Bundesrates

Gemäss Erläuterndem Bericht (nachfolgend: «EB») will der Bundesrat eine möglichst effiziente Förderung der inländischen Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zwecks Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit (EB, S. 2). Dies will der Bundesrat anhand folgender Kriterien umsetzen (EB, S. 8):

- Zubau: Die Förderung soll eine Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bewirken;
- Effizienz: Pro eingesetztem Franken soll möglichst viel Zubau erreicht werden;
- Versorgungssicherheit: Die Förderung soll dazu dienen, die langfristige Stromversorgung zu gewährleisten;

Gestützt auf diese Vorgaben schlägt der Bundesrat dann verschiedene Anpassungen am bisherigen Fördersystem vor.

B. Wertung

1. Zubau

In der nachstehenden Ziffer II./2. legen wir dar, weshalb im Zusammenhang mit dem «Zubau» eine blosser Fokussierung auf die Richtwerte gemäss Art. 2 EnG sachlich nicht gerechtfertigt ist. Die Sicherung der bisherigen, systemrelevanten Wasserkraftproduktion ist aus wasserrechtlicher, umweltrechtlicher, wirtschaftlicher und teilweise auch technischer Sicht nämlich als Zubau zu qualifizieren. Hier hat der Bundesrat seine Position zu überdenken.

2. Umweltverträglichkeit, Effizienz

Weil das Fördersystem Effizienz-Anreize für die erneuerbare Stromproduktion setzen soll, sind diese Kriterien gemeinsam zu betrachten. Dies bedingt insbesondere eine Analyse und Gewichtung der Technologien. Gleichzeitig bedeutet dies aber nicht, dass die Technologien gegeneinander ausgespielt werden. Die verschiedenen Formen der erneuerbaren Stromproduktion sind gemeinsam zu fördern, jedoch priorisiert anhand der Erfüllung der vorgegebenen Kriterien. Eine solche Wertung fehlt in der Revisionsvorlage und wird deshalb nachstehend dargelegt:



2.1 Gesamtenergiebilanz

Unter den Stromproduktionsformen in der Schweiz schneidet die Wasserkraft bezüglich Gesamtenergiebilanz deutlich am besten ab, wobei Laufwasserkraftwerke bessere Werte erreichen als Speicherkraftwerke. Wie die sich auf eine Studie der ETH basierenden Grafiken^{1 2} zeigen, verfügen die Wasserkraftanlagen über den niedrigsten nicht-erneuerbaren Gesamtenergiebedarf sowie den mit Abstand höchsten Erntefaktor³:

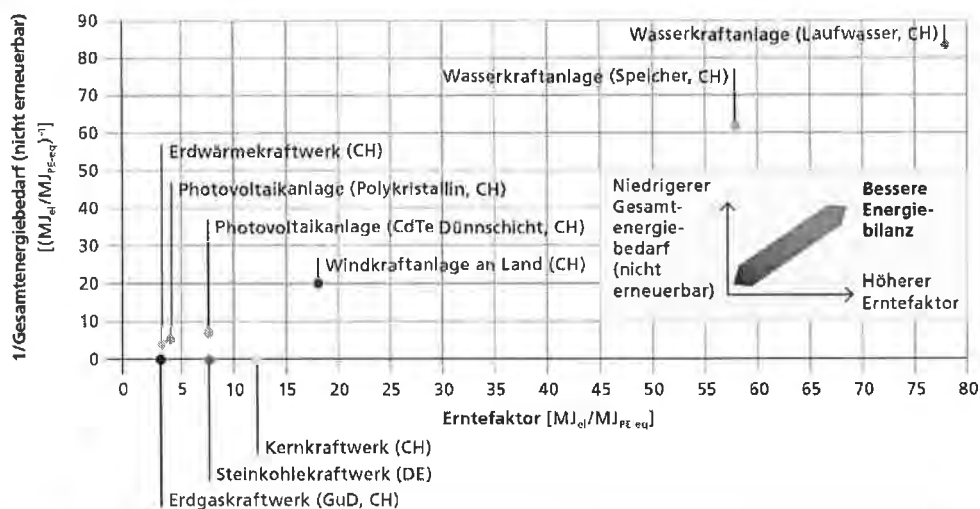


Abbildung 1: Die Gesamtenergiebilanz, ermittelt aus den Kennzahlen «Gesamtenergiebedarf (nicht-erneuerbar)» und «Erntefaktor (EROI)», zeigt ein deutliches Bild: Die Wasserkraft schlägt alle übrigen Arten der Stromerzeugung um Längen. Doch auch Photovoltaik und Windkraft schneiden gut ab.

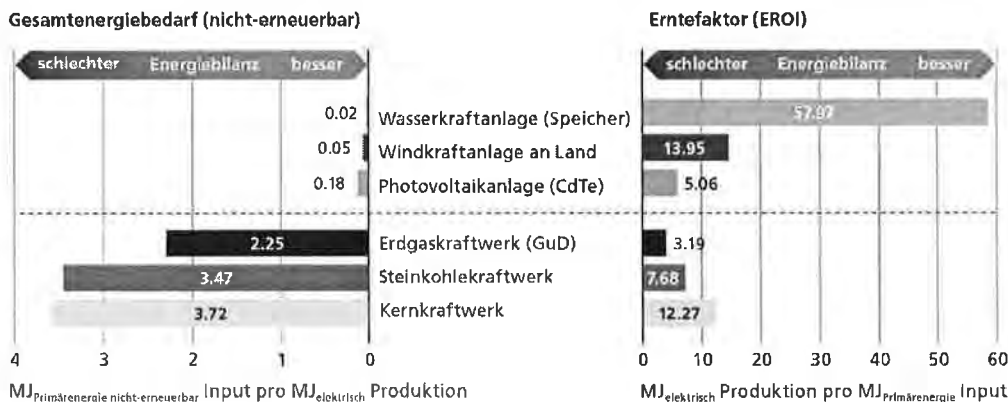


Abbildung 2: Die Resultate bzgl. Gesamtenergiebedarf und Erntefaktor zeigen deutlich die grosse Überlegenheit der Wasserkraft.

¹ ETH, Current and future energy performance of power generation technologies in Switzerland, April 2018: https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Energy-Performance-Switzerland-Report-EN.pdf

² SATW: Stromproduktion - Erneuerbare sind Spitze: https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Gesamtenergiebilanz-DE.pdf

³ Gesamtenergiebedarf (nicht-erneuerbar) bzw. «Non-Renewable Cumulative Energy Demand»: kumulierter Bedarf an nicht-erneuerbarer Energie für den Bau und die Entsorgung einer Anlage sowie für die eigentliche Stromproduktion. Bei fossilen Produktionsverfahren ist dies in erster Linie die Energie im jeweiligen Brennstoff (Gas, Kohle, Uran). Erntefaktor bzw. «Energy Return on Energy Investment» (EROI): beschreibt das Verhältnis des produzierten Stroms zur investierten («grauen») Energie über die gesamte Lebensdauer einer Anlage und sollte immer grösser als 1 sein.



2.2 Treibhausgasemissionen

Wie eine vom Paul Scherrer Institut (PSI) im Auftrag des BFE erstellte Studie⁴ im Technologievergleich zeigt, verursacht die Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraftwerken sowie aus Windturbinen die geringsten Treibhausgasemissionen.

Zwar kann für die meisten anderen Technologien davon ausgegangen werden, dass deren Treibhausgas-Ausstoss bis ins Jahr 2050 abnehmen werden. Die Wasserkraftproduktion wird aber auch dann noch die niedrigsten Treibhausgasemissionen aufweisen:

Tabelle 5: Treibhausgasemissionen von Stromproduktionstechnologien (in g CO₂eq/kWh), heute und im Jahr 2050.

Technologie	Neuanlagen	
	heute	2050
Laufkraftwerk	5-10	5-10
Speicherkraftwerk	5-15	5-15
Kleinwasserkraft	5-10	5-10
Windenergie Schweiz	8-27	5-30
Windenergie offshore	8-16	5-20
Fotovoltaik: multikristallin monokristallin Dünnschicht	39-69	7-45
	62-109	11-71
	25-43	8-30
Holzverbrennung und -vergasung	10-120	10-100
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹⁹	150-450	k.A.
Tiefengeothermie	nicht vorhanden	27-84
Kernenergie	10-20	5-40
Gaskombikraftwerk GuD	387-400	346-363
GuD mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	70-100
Erdgas-BHKW: 10 kW _{el} 1000 kW _{el}	583-633	546-601
	459-500	423-468
Brennstoffzellen: 1 kW _{el} 300 kW _{el}	560-780	440-570
	370-650	340-450
Kohlekraftwerke (Ausland)	823-1022	734-850
Kohlekraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	34-214

2.3 Effizienz (Kosten / Nutzen)

Die vorerwähnte Studie des PSI⁵ enthält auch einen Vergleich der heutigen und zukünftigen Stromproduktionskosten für die wichtigsten Kraftwerkstypen. Dabei werden die Stromgestehungskosten mit der Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) erhoben. Dazu werden die zukünftigen Kosten abdiskontiert. Folgende Komponenten sind enthalten: Gesamte Baukosten bei der Erstellung, Betriebskosten über die Lebensdauer (Brennstoffkosten, fixe und variable Betriebs- und Unterhaltskosten), Rückbaukosten am Ende der Lebensdauer, Kapitalkosten (werden einheitlich mit Kapitalzinsen von 5% berechnet). Die dargestellten Bandbreiten spiegeln die Variabilität der Produktionskosten aufgrund von standortspezifischen Bedingungen (z.B. Jahreserträge von PV-Anlagen und Windturbinen), Charakteristika der Technologien (z.B. Kraftwerkswirkungsgrade und -leistungen) sowie Biomassekosten wider.

⁴ Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, BFE, November 2017 (<https://www.ad-min.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-68703.html>)

⁵ Dito; für Details verweisen wir auf den Link in FN 4 und auf den dortigen Link zur Studie.



Kosten von CO₂-Emissionen und andere externe Kosten sind nicht berücksichtigt. Die angegebenen Produktionskosten beinhalten Wärmegutschriften für Biomasse- und Erdgas-BHKW, Brennstoffzellen sowie landwirtschaftliche Biogasanlagen; diese Technologien werden üblicherweise wärmegeführt betrieben, sodass ein Teil der Abwärme verkauft oder intern genutzt werden kann.

Während sich die Kosten für Wasserkraft, Holz-BHKW, landwirtschaftliche Biogasanlagen und die fossile Stromerzeugung bis 2050 eher verteuern, sinken die Gestehungskosten für Fotovoltaik um die Hälfte, bei Windenergie etwas weniger, *und erreichen so grob bis 2050 das Kostenniveau von Grosswasserkraft*. Die Gestehungskosten von Strom aus Gaskombikraftwerken werden etwa gleich hoch sein wie für kleine PV-Anlagen oder Windenergie, allerdings ohne Einbezug der CO₂-Kosten (zu den CO₂-Emissionen verweisen wir jedoch auf den vorstehenden Abschnitt 2.2):

Tabelle 2: Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz (in Rp./kWh) sowie offshore Windenergie im Ausland.

Technologie	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
Grosswasserkraft ⁹	7-30	7-30	7-30
Kleinwasserkraft	12-28	14-33	14-34
Windenergie Schweiz	13-21	10-17	9-15
Windenergie offshore	13-27	12-23	10-20
Fotovoltaik: 10 kW	18-31	9-22	8-19
1000 kW	8-13	4-10	3-9
Holz-BHKW ¹⁰	18-36	18-41	18-45
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹¹	20-49	18-50	16-51
Tiefengeothermie ¹²	nicht vorhanden	16-58	13-47

3. Langfristige Versorgungssicherheit

Im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Stromproduktionen verfügt die Wasserkraft im Vergleich zu allen anderen erneuerbaren Stromproduktionsformen über den *alleinigen* Vorteil der umfangreichen, technisch bewährten und verlustlosen Speicherbarkeit. Die Möglichkeit zur Speicherung ist für die künftige langfristige Versorgungssicherheit aus folgenden Gründen absolut zentral:

- **Speicherfähigkeit für den «Normalbetrieb» nötig**
Eine künftig möglichst erneuerbare Stromproduktion bedingt ein Zusammenspiel aller Technologien. Weil aber Wind und Sonne stochastisch produzieren (nur wenn der Wind bläst bzw. die Sonne scheint) sind bereits im Normalbetrieb langfristige Speichermöglichkeiten notwendig, um die Versorgungssicherheit und die Netzregulierung bei zunehmend volatilerer Produktion aus Sonne und Wind zu gewährleisten. Diese kann im benötigten Umfang und erneuerbar alleine die Wasserkraft bieten.
- **Stromversorgung im Winterhalbjahr**
Im Zuge der StromVG-Revision ist das Thema der Stromversorgung in den Wintermonaten diskutiert worden. Für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr taugt auch ein forcierter Ausbau der Fotovoltaik und Windenergie nur beschränkt. Demgegenüber kann hier ein Ausbau der Speicherkraftwerke einen wirksamen und langfristigen Beitrag leisten. Und schliesslich kann auch mit Bezug auf die allfällige Einführung einer «strategischen Reserve» – wenn man die Klimaziele erreichen will – einzig die Wasserkraft in Frage kommen. Die Fotovoltaik und die Windenergie können die entsprechende Sicherheit nicht bieten.



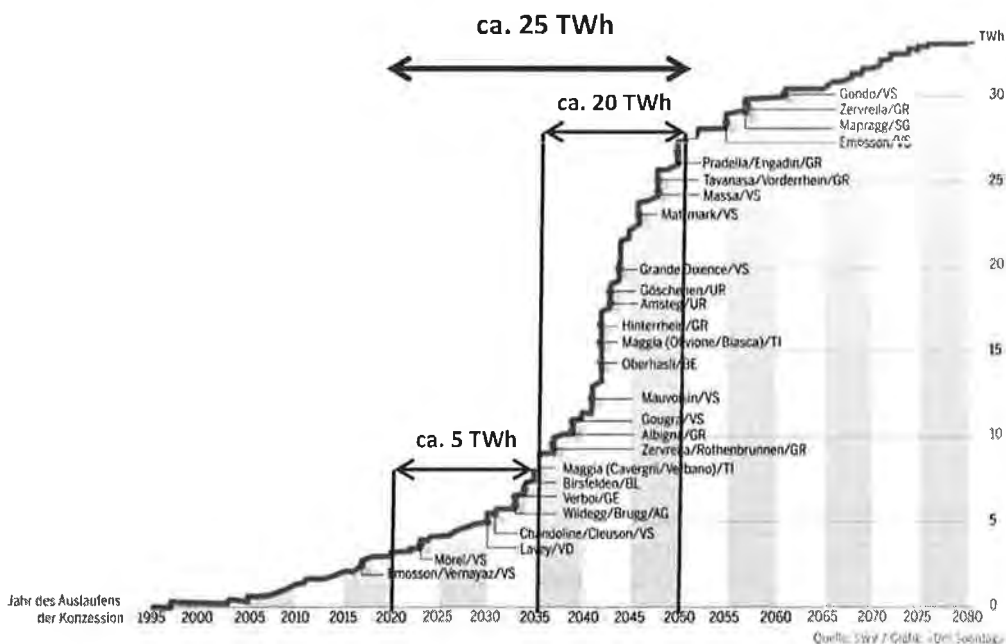
4. Zusammenfassung

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Wasserkraft die Kriterien des Bundesrates insgesamt am besten erfüllt. Gleichwohl sollen zwei Drittel des Netzzuschlags von 2,3 Rp./kWh in die Förderung des Ausbaus der Fotovoltaik fließen. Damit entspricht die Förderung nicht den gesetzten Kriterien. Aus Sicht der RKGK ist entsprechend eine **Ergänzung des Fördersystems notwendig**, wozu wir auf die folgenden Abschnitte II./2. und II./3. verweisen.

2. Zweite Schwachstelle: Fehleinschätzung bezüglich Bestandessicherung bei der Wasserkraftproduktion

A. Die Sicherung der bisherigen Produktion ist ungleich wichtiger als alle Zubauziele zusammen

1. Die zweite grundlegende Schwachstelle der präsentierten Revisionsvorlage bildet die alleinige Fokussierung auf die Ausbauziele. Die Wasserkraft ist die mit Abstand wichtigste Quelle für erneuerbare Energie in der Schweiz. Sie deckt heute im Durchschnitt rund 58% der Schweizerischen Elektrizitätsproduktion ab. Damit alleine dieser bestehende, systemrelevante Anteil an erneuerbarer Stromproduktion auch künftig gesichert bleibt (Bestandessicherung), sind Konzessionserneuerungen nötig. Solche sind kein «Selbstläufer», wäre aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der sozialen Akzeptanz eine grobe Fehleinschätzung. Wasserkraftanlagen, deren Konzessionen auslaufen und neu erteilt oder nach ausgeübtem Heimfall selber betrieben werden, gelten nämlich wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch **als Neuanlagen**.
2. Deshalb ist es sachlich angezeigt, der Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion im Rahmen der EnG-Revision eine **signifikant höhere Priorität beizumessen**. Die Ausbauziele gemäss Art. 2 EnG bilden zweifelsohne wichtige Bestandteile der künftigen Stromversorgungs-, Energie- und Klimapolitik der Schweiz. **Ungleich wichtiger als sämtliche Ausbauziele zusammengerechnet, ist aber die Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion (Bestandessicherung)**. Diese ist – um mit den Worten des Bundesrates zu sprechen (EB, S. 19) – von «herausragender Bedeutung» für die Energieversorgung aus erneuerbaren Energien. Bis im Jahre 2050 stehen nämlich insgesamt rund 25'000 GWh/a aus Wasserkraft zur Disposition.





Dies führt zu folgendem Vergleich zwischen den Ausbauzielen 2050 für die erneuerbare Stromproduktion gemäss Art. 2 Abs. 1 EnG und dem Umfang der zu gewährleistenden Bestandessicherung 2050 bei der Wasserkraft:

Vergleich zwischen Ausbauziele EE (ohne Wasserkraft) bis 2050 und Bestandessicherung Wasserkraft bis 2050	
Ausbauziele für alle EE <u>ohne</u> Wasserkraft	Bestandessicherung Wasserkraft
24'200 GWh	25'000 GWh

B. Der Zubau ist wesentlich anspruchsvoller als dargelegt

4. Die mittlere erwartete Nettoproduktion aus Wasserkraft liegt derzeit bei rund 35'500 GWh/a. Bis im 2035 ist ein Ausbau auf mindestens 37'400 GWh/a umzusetzen und bis im 2050 ein solcher auf mindestens 38'600 GWh/a (Art. 2 Abs. 2 EnG). Dies bedingt einen Ausbau der Wasserkraftproduktion von 2'400 GWh/a bzw. 3'100 GWh/a bzw. noch mehr. ABER: Der Bundesrat beabsichtigt, der extremen Gletscher-Initiative einen indirekten Gegenvorschlag gegenüber zu stellen. Erste Abschätzungen zeigen, dass der Ausbaupfad bis 2050 in der Grössenordnung von 50 Prozent (!) höher ausfällt, als der Zielwert, welcher der EST-2050 zu Grunde liegt (EB, S. 12).
5. Diese verbindlichen Ausbauziele können aber nicht alleine durch den Zubau erreicht werden. Zusätzlich muss noch die bei bestehenden Wasserkraftwerken im Rahmen des Weiterbetriebs aufgrund der einzuhaltenden Mindestrestwassermengen sowie der Erfüllung weiterer Umweltauflagen resultierende Minderproduktion kompensiert werden. Über das Ausmass dieser Minderproduktion gehen die Meinungen auseinander. Das Bundesamt für Energie (BFE) rechnet bis 2050 mit einer solchen von 1'900 GWh/a. Demgegenüber geht der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV) bis 2050 – je nach Interpretation des Gesetzes – von einer Minderproduktion zwischen 2'300 GWh/a und 6'400 GWh/a aus. Der effektiv benötigte Zubau scheint deshalb mit ziemlicher Sicherheit deutlich höher.
6. Weiter geht der Bundesrat bei den Kleinwasserkraftwerken von einem *theoretischen* Potenzial im Umfange von ca. 520 GWh/a und einem *realistischen* Potenzial von 75%, d.h. von ca. 390/GWh/a aus (EB, S. 15). Diese Einschätzung erachten wir als zu optimistisch. Die Realität zeigt nämlich, dass die Umweltorganisationen die Kleinkraftwerkprojekte verbissen bekämpfen, was viele Projektanten zum Aufgeben bewegt, weil sie weder über die Zeit noch das Geld verfügen, um diese Rechtsstreite zu führen. Nebenbei bemerkt dürften diese Werke nur in geringem Ausmass zu dem aus Gründen der Versorgungssicherheit gewünschten Ausbau der Winterstromproduktion beitragen.

C. Die gesamte Dimension zur Sicherung und Erweiterung der Wasserkraft

7. Gestützt auf die vorstehenden Ausführungen stehen im Zusammenhang mit der künftigen Sicherung und Erweiterung Wasserkraftproduktion folgende Dimensionen zur Diskussion:

		2035	2050	
Bestandessicherung (in GWh/a)				
1	Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion mittels Konzessionserneuerungen (→ dabei handelt es sich wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen)	5'000 ¹⁾	20'000 ¹⁾	
2	./.. Produktionsverluste wegen den einzuhaltenden Mindestrestwassermengen und zusätzlicher Umweltauflagen	./.. 810 – 1'620 ²⁾	./.. 1'090 ³⁾ – 4'790 ⁴⁾	
3	Total mögliche Bestandessicherung	3'380 – 4'190	15'210 – 18'910	
Zubau (in GWh/a)			gemäss EST-2050 (Art. 2 Abs. 2 EnG)	mit indirektem Gegenvorschlag zur Gletscher-Initiative
4	Zubau-Vorgabe gemäss den verbindlichen Ausbauzielen	2'400	3'100	4'600 ⁵⁾
5	Nötiger Zubau zur Kompensation der Verluste wegen den einzuhaltenden Mindestrestwassermengen und zusätzlicher Umweltauflagen (= Kompensation von Position 2)	810 – 1'620 ²⁾	1'090 ³⁾ – 4'790 ⁴⁾	1'900 ³⁾ – 4'300 ⁴⁾
6	Total effektiv benötigter Zubau	3'210 – 4'020	4'090 – 7'890	6'500 – 8'900
7	Total mögliche Bestandes-sicherung + Zubau (3 + 6)	3'590 – 8'210	19'300 – 25'400	21'710 – 28'810

1) Grössenordnungen gemäss vorstehender Ziffer II./2./A./2.

2) Bandbreite gemäss Szenarien 1 – 4 des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV-Faktenblatt «Wasserkraft: Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen, 2018)

3) 1'900 GWh/a gemäss Abschätzung in der Potenzialstudie des BFE von August 2019 abzüglich 810 GWh/a (Szenario 1) bzw. gemäss SWV für die Zeit bis 2035

4) Gemäss SWV-Szenario 4

5) Gemäss EB dürfte der Ausbaupfad 2050 (Zielwert) rund 50% höher ausfallen.



3. Dritte Schwachstelle: Fehlende Planungssicherheit für bestehende aber neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke

8. Die dritte grundlegende Schwachstelle der präsentierten Revisionsvorlage bildet die Reduktion des Förderzeitraums bis zum Jahr 2035. Die für Konzessionserneuerungen erforderlichen langfristigen Einschätzungen und Entscheide betreffen nämlich einen Zeitraum, der weit über das Jahr 2035 hinausgreift.
9. Dieser Realität trägt der vorgelegte Revisionsentwurf keine Rechnung. Für die vom Bundesrat angestrebte Planungssicherheit (EB, S. 6) reicht die (bescheidene) Erhöhung der Investitionsbeiträge bei weitem nicht aus. Auch ist es ungenügend, dem Bundesrat in Art. 55 EnG die Kompetenz einzuräumen, Anpassungen für die Zeit nach 2035 einzuräumen. Diese Justierungen kommen für die zahlreichen, teilweise lange vor 2035 zu fällenden Entscheide nämlich viel zu spät (vgl. Grafik auf S. 2). Die Verhandlungen über den Neubau und die Erneuerungen von Wasserkraftwerken erfordern eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren.
10. Bei den zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion geht es um Investitionsentscheide und um ein Betriebsrisiko von 80 Jahren. Es kann von niemandem erwartet werden, dass er in solche Projekte investiert ohne über eine möglichst hohe Amortisationsverlässlichkeit zu verfügen.
11. Unsere Konferenz verlangt deshalb vom Bund, dass er im Rahmen der EnG-Revision zusätzlich zu den vorgeschlagenen Instrumenten einen versicherungsähnlichen Auffangtatbestand verankert, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefpreisphasen als Sicherheitsnetz dient. Dieses Instrument soll alleine für Krisenzeiten zur Verfügung stehen und deshalb nur dann und nur solange zur Anwendung gelangen, als es tatsächlich benötigt wird. Dieses Instrument liesse sich auch mit einer Prämien- und/oder Rückzahlungspflicht verbinden.
12. Ein solches Instrument ist aus den folgenden Gründen bereits heute gesetzlich zu verankern:
 - a) Ein solches Instrument fördert die Bereitschaft von Kraftwerksgesellschaften, sich um Konzessionserneuerungen zu bewerben. Es ist somit zentral, um und die Abklärungen und Verhandlungen zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion seriös und zeitgerecht zu führen.
 - b) Die Ausgestaltung dieses Instruments kann heute in Ruhe, d.h. wohlgedacht erfolgen. Beschäftigt sich der Gesetzgeber hingegen erst dann mit dieser Frage, wenn Probleme drohen, resultieren suboptimale Lösungen.
13. Unsere Konferenz ist interessiert und bereit, an der Ausgestaltung eines solchen Absicherungsmechanismus mitzuarbeiten. Denkbar sind beispielsweise Anlehnungen an das darlehensähnliche System des Contract for Difference (CfD), an einen Auffangfonds, an eine Versorgungs-Versicherung oder an Bürgschaften. Es geht also nicht darum, Subventionen aktiv auszurichten, sondern darum, ein Auffangnetz bereit zu stellen, welches nur im Notfall benötigt wird.
14. Die alleinige Befürchtung, dass die EU einem solchen Instrument kritisch gegenüberstehen könnte (EB, Ziff. 3, S. 11), darf kein Hinderungsgrund zu dessen intelligenter Ausgestaltung und Implementierung bilden.
15. Bei der detaillierten Ausgestaltung des Instruments geht es einerseits darum, dieses so weit als möglich EU-kompatibel auszugestalten. Andererseits muss der Bundesrat auch Farbe bekennen, ob er im Rahmen der weiteren Verhandlungen über ein Stromabkommen für solche (allenfalls) nicht ganz EU-konforme Förderinstrumente zugunsten der systemrelevanten Wasserkraft im Sinne einer «conditio sine qua non» einsteht oder nicht. Ist er hierzu nicht bereit, wird auch die Haltung zum Rahmenabkommen zu hinterfragen sein.



16. Bis ein neuer Mechanismus, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefenpreisphasen als Sicherheitsnetz dient, in Kraft tritt, soll die heutige bestehende Marktprämie als Krisenlösung beibehalten werden.

III. PHOTOVOLTAIK UND WINDENERGIE

1. Photovoltaik-Anlagen

Die Absicht des Bundesrates, den Zubau der PV-Anlagen zu beschleunigen können wir unter Vorbehalt der vorstehenden Kritik bezüglich Priorisierung unter Berücksichtigung der zur Diskussion stehenden Dimensionen unterstützen. Wir haben vorstehend (oben S. 2) ausgeführt, dass die Technologien nicht gegeneinander ausgespielt werden sollen. Die verschiedenen Formen der erneuerbaren Stromproduktion sind gemeinsam zu fördern. Hierzu bedarf es aber eines Fördersystems, welches den Dimensionen und Probleme adäquat Rechnung trägt. Oder negativ ausgedrückt: Ein Fördersystem, welches die Wasserkraft als blosser Erfüllungsgehilfin eines Ausbaus der PV-Anlagen sieht, könnten wir nicht unterstützen.

Wir begrüssen die Erhöhung der Fördereffizienz durch die Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen. Dies steigert die Effizienz der eingesetzten Fördermittel. Zudem sind namentlich die grossen PV-Anlagen geeignet, in wirksamer Weise zur Versorgungssicherheit beizutragen. Allerdings sollte die Ausrichtung von Förderbeiträgen an grosse PV-Anlagen noch deutlich zugunsten der Stromproduktion im Winterhalbjahr priorisiert werden.

Grosse PV-Anlagen in Gebirgsregionen haben erhebliches Potenzial um in höherem Ausmass zur Versorgungssicherheit beizutragen (Sonnenscheindauer). Wir weisen aber auch hier darauf hin, dass sich bei Realisierung solcher Anlagen Zielkonflikte mit Anliegen des Raumplanungs-, des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes ergeben können. Der Bundesrat muss hier den Mut aufbringen, Akzente zu setzen. Es sind verstärkt Ermessensentscheide der lokalen Behörden zu ermöglichen. Das sachgerechte Ausüben des Ermessens bedeutet die Berücksichtigung aller betroffenen Interessen und deren sachgerechte Abwägung. Letztere muss aber den Behörden vor Ort zukommen und nicht durch rechtlich enge Leitplanken und/oder durch detailreiche Vollzugshilfen und Empfehlungen von Bundesstellen, welche den Ermessensspielraum vor Ort unnötig einengen.

2. Windenergie

Grundsätzlich ist auch die Windenergie für die Stromproduktion im Winterhalbjahr geeignet. Doch auch sie stösst auf Widerstand aus Gründen des Raumplanungs-, des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes. Das vorstehend Ausgeführte gilt deshalb bei der Genehmigung von Windkraftanlagen gleichermassen.

Die unterbreiteten Revisionsvorschläge sind mit Bezug auf die Projektierungsbeiträge als auch mit Bezug auf die Förderungs-Untergrenze zu optimieren. Die Projektierungsbeiträge sind breiter zu fassen und die Förderungs-Untergrenze sollte auf 5 MW gesenkt werden.



IV. DETAILBEMERKUNGEN

1. Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge

Wir verweisen auf unsere vorstehenden Ausführungen. Die blosse Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge, und dies mit alleinigem Fokus auf ein sachlich unvollständiges Verständnis des «Zubaus», erachten wir als unzureichend. Das Fördersystem ist vielmehr:

- a) in Berücksichtigung, dass es sich bei den zahlreich anstehenden Konzessionserneuerungen (bzw. beim Weiterbetrieb in Eigenregie nach ausgeübtem Heimfall) für bestehende Wasserkraftwerke wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen handelt, fundamental zu überdenken;
- b) anhand der vom Bundesrat gesetzten Kriterien *Umweltverträglichkeit*, *Effizienz* und *langfristige Versorgungssicherheit* neu zu gewichten und zu priorisieren, und
- c) mit einer Massnahme zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion zu ergänzen.

2. Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen

Die Einführung von Auktionen für die Einmalvergütungen bei grossen PV-Anlagen wird begrüsst, doch sind die Parameter einfacher und genauer zu definieren. Zudem muss die Ausrichtung von Förderbeiträgen an grosse PV-Anlagen noch deutlich zugunsten der Stromproduktion im Winterhalbjahr priorisiert werden. So sollen die Auktionen für den PV-Ausbau nicht nur auf die maximale Jahresproduktion ausgerichtet sein, sondern neben der Winterstromproduktion sollten auch die Ost-West-Ausrichtung sowie Fassaden-Anlagen wichtige Kriterien bilden sein. Es ist nämlich von Bedeutung, Produktion und Verbrauch möglichst anzugleichen, um das «Peak-Shaving» zu vermindern.

3. Wasserkraft

3.1 *Fördersystem ist signifikant neu zu priorisieren und zu ergänzen*

Wie vorstehend in Kapitel II. ausführlich dargelegt, benötigt das elektrizitätspolitische Fördersystem nicht nur eine signifikant andere Priorisierung hin zur Sicherung der systemrelevanten, bestehenden Wasserkraftproduktion. Es bedarf auch einer Ergänzung mit einem Auffangmechanismus im Sinne unserer vorstehenden Ausführungen in Ziff. II./3.. Bei der Förderung des Zubaus ist der Fokus zudem vor allem auf die Winterproduktion zu legen, welche zur Versorgungssicherheit beiträgt.

3.2 *Keine Einschränkung von Investitions- und Projektierungsbeiträge auf erhebliche Erneuerungen*

Aus Sicht der RGKG ist auf eine Begrenzung des Investitionsbeitrags auf höchstens 5 MW bei erheblichen Erneuerungen von Wasserkraftanlagen zu verzichten (vgl. Art. 26 Abs. 1 Bst. c E-EnG). Ein Investitionsbeitrag soll zudem für die Projektierung von neuen Wasserkraftanlagen (mit einer Leistung von mindestens 1 MW), erheblichen Erweiterungen von Anlagen (mit einer Leistung von mindestens 300 kW nach der Erweiterung) sowie erhebliche Erneuerungen (mit einer Leistung von mindestens 300 kW) möglich sein. Auch für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage sollen Investitionsbeiträge gesprochen werden können.

Schliesslich ist Art. 26 Abs. 7 E-EnG dahingehend anzupassen, dass die Bezeichnung von prioritären Anlagen ebenfalls die erheblichen Erweiterungen einer Anlage mit einer Leistung von mindestens 300 kW umfasst. Gleichzeitig sollte explizit festgelegt werden, dass bei der Bezeichnung solcher Anlagen insbesondere der Aspekt einer erheblichen Erhöhung der Produktion von erneuerbarer Winterenergie bzw. der Fähigkeit zur erheblichen Steigerung der Energiespeicherung berücksichtigt werden muss.



3.3 Wegfall der Prüfung der NAM bei Bestimmung der Investitionsbeiträge

Dieser Neuerung können wir im Sinne einer Vereinfachung und Verschlinkung der Verfahren zustimmen.

3.4 Erhöhung des Förderanteils der Grosswasserkraft von 0,1 auf 0,2 Rp./kWh

3.5 Neue Regelung zu prioritären Anlagen

Diese beiden Massnahmen sind gemeinsam zu betrachten. Der Gedankenansatz, der diesem «Subsystem» bei der Förderung der Grosswasserkraft zu Grunde liegt, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Um diesbezüglich eine definitive Stellungnahme abgeben zu können, ist der Mechanismus der Priorisierung aber noch zu wage skizziert (EB, S. 19). Was aber mit Bestimmtheit bereits gesagt werden kann ist, dass die Erhöhung des Förderanteils um 0,1 Rp/kWh völlig unzureichend ist.

4. Projektierungsbeiträge

Dieser Neuerung können wir zustimmen, weil bis zum baureifen Projekt sehr grosse Vorfinanzierungen nötig sind, was Investoren abschrecken könnte. Dies gilt für Wasser- und Windkraftwerke gleichermaßen. Für Wasserkraftanlagen sind aber Anpassungen vorzunehmen (vgl. IV./3.2). Zudem können während der mehrere Jahre dauernden Vorlaufzeiten die Förderbedingungen ändern, was die gesamten Planungen zunichtemachen kann. Wir weisen jedoch darauf hin, dass diese Fördermassnahme im gesamten Kontext betrachtet, bloss einem «Tropfen auf dem heissen Stein» gleichkommt.

5. Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten

Keine Bemerkungen.



IV. ZUSAMMENFASSUNG

Auch wenn verschiedene Punkte der EnG-Revision in die richtige Richtung gehen, sieht unsere Konferenz insbesondere in folgenden Punkten **signifikanten Überarbeitungsbedarf**:

Im Bereich der **Wasserkraft** muss das Fördersystem:

- a) in Berücksichtigung, dass es sich bei den zahlreich anstehenden Konzessionserneuerungen (bzw. Projektgenehmigungen beim Weiterbetrieb in Eigenregie nach ausgeübtem Heimfall) für bestehende Wasserkraftwerke wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen handelt, fundamental überdacht werden;
- b) anhand der vom Bundesrat gesetzten Kriterien *Umweltverträglichkeit, Effizienz und langfristige Versorgungssicherheit* neu gewichtet und priorisiert werden,
- c) mit einer Massnahme zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion ergänzt werden, und
- d) in seiner heutigen Ausgestaltung, d.h. mit bestehende Marktprämie gegebenenfalls so lange beibehalten werden, bis ein neuer Mechanismus, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefenpreisphasen als Sicherheitsnetz dient, in Kraft tritt.

Im Bereich der **Photovoltaik** muss das Fördersystem bei der Förderung von grossen PV-Anlagen deutlich stärker auf die Winterstromproduktion ausgerichtet werden;

Schliesslich sind die **Projektierungsbeiträge für Grossanlagen** (namentlich Windanlagen) zu erweitern.

Wir ersuchen Sie, unsere Anliegen bei der Überarbeitung der Revisionsvorlage zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüssen

REGIERUNGSKONFERENZ DER GEBIRGSKANTONE

Der Präsident:


Roberto Schmidt

Der Generalsekretär:


Fadri Ramming

Geht in Kopie per Mail an:

EnG@bfe.admin.ch



Sitzung vom

30. Juni 2020

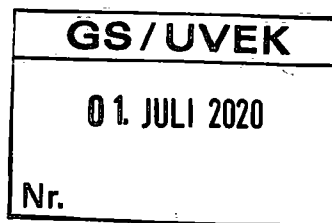
Mitgeteilt den

30. Juni 2020

Protokoll Nr.

585

Eidg. Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie
und Kommunikation UVEK
Bundeshaus Nord
3003 Bern



Per E-Mail an: EnG@admin.bfe.ch

Stellungnahme zur Revision Energiegesetz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurden die Kantone eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit der Meinungsäusserung.

Der Kanton Graubünden als Mitglied der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) schliesst sich grundsätzlich den Überlegungen und Ausführungen der RKGK gemäss deren Stellungnahme vom 26. Mai 2020 an, welche sich mit der Stellungnahme der Konferenz der Kantonalen Energiedirektoren (EnDK) vom 7. Mai 2020 weitestgehend deckt.

Vorweg ist positiv zu werten, dass die in der Energiestrategie 2050 (ES 2050) definierten Ausbauziele als verbindlich erklärt und die Fördermittel verlängert und teilweise auch erhöht werden sollen. Dadurch werden Planungs-, Investitions- und Versorgungssicherheit aber immer noch ungenügend gewährleistet:

Die Wasserkraft bildet mit einem Produktionsanteil von rund 60 Prozent das Rückgrat der schweizerischen Stromversorgung. Für Graubünden als Wasserkraftkanton ist diese Vorlage daher von besonderem Interesse. Um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen, ist bei der Wasserkraft nicht der Zubau, sondern der Erhalt der bestehenden Produktion unter Mitberücksichtigung der gewässerökologischen Aspekte prioritär. Dank der zahlreichen Speicherseen kann der Strom dann produziert und bereitgestellt werden, wenn die Konsumenten ihn benötigen. In den nächsten 30 Jahren steht ein Grossteil der Konzessionserneuerungen an und Investitionen in die Grosswasserkraft werden mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren getätigt. Dabei geht oft eine Planungszeit von bis zu 10 Jahren voraus. Damit eine langfristige Planungs- und Investitionssicherheit besteht, braucht es zu den vorgeschlagenen Instrumenten zusätzlich einen versicherungsähnlichen Auffangtatbestand, welcher der systemrelevanten Wasserkraft bei längeren Tiefpreisphasen als Sicherheitsnetz dient.

Im Weiteren wird in der Vorlage die Versorgungssicherheit nur ungenügend adressiert. Neben der Wasserkraft sollen auch die anderen erneuerbaren Energien, namentlich Photovoltaik (PV) und Windenergie, grössere Bedeutung erhalten. Trotz erhöhter Investitionsbeiträge wird nicht aufgezeigt, wie der Winterstrom, welcher durch den Ausstieg der Kernenergie wegfällt, ersetzt werden soll. Durch entsprechende Anreize kann die Wasserkraft daran einen substanziellen Beitrag leisten, indem Staudamern für den Ausbau der saisonalen Speicherung erhöht werden oder das Wasserkraftpotenzial durch die durch neu gebildete Gletscherseen genutzt wird.

In Bezug auf die PV wird die Erhöhung der Förderereffizienz durch die Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen begrüsst. Dies steigert die Effizienz der eingesetzten Fördermittel. Zudem sind namentlich grosse PV-Anlagen geeignet, in wirksamer Weise zur Versorgungssicherheit beizutragen. Allerdings sollte die Ausrichtung von Förderbeiträgen an grosse PV-Anlagen noch deutlich zugunsten der Stromproduktion im Winterhalbjahr priorisiert werden. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass der Beitrag des Kantons Graubünden an die Winterstromproduktion neu namentlich auch im Bereich von PV geleistet wird: Das jüngst durch den Grossen Rat verabschiedete Energiegesetz des Kantons Graubünden sieht einen entsprechenden Fördertatbestand für auf Winterproduktion ausgerichtete PV-Anlagen vor.

Schliesslich fehlt im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit die Festsetzung eines Ziels in Bezug auf die absolute oder relative Höhe der inländischen Stromproduktion im Verhältnis zum inländischen Stromverbrauch (sog. Definition eines Eigenversorgungsgrades) wie dies die Eidgenössischen Elektrizitätskommission El-Com in einem Grundlagenpapier zur Winterversorgung vom 27. Februar 2020 anregt. Aufgrund der für das Jahr 2025 durchgeführten Sicherheitsberechnungen ist die El-Com darin zum Schluss gelangt, dass insbesondere ohne die beiden grossen Kernkraftwerke die Importabhängigkeit und die damit verbundenen Risiken (insb. Exportfähigkeit und -willigkeit des Auslands) die Wahrscheinlichkeit für Versorgungsengpässe gerade im Winterhalbjahr ansteigen lassen.

Für eine angemessene Berücksichtigung unserer Anliegen und Bemerkungen danken wir Ihnen bestens.



Namens der Regierung

Der Präsident:

Dr. Chr. Rathgeb

Der Kanzleidirektor:

Daniel Spadin

Beilagen:

- Stellungnahme der RKGK vom 26. Mai 2020
- Stellungnahme der ENDK vom 7. Mai 2020

Kopie an:

- Bündner Parlamentarier in den eidgenössischen Räten
- Departement für Volkswirtschaft und Soziales
- Departement für Finanzen und Gemeinden
- Erziehungs-, Kultur- und Umweltschutzdepartement
- Amt für Natur und Umwelt
- Amt für Jagd und Fischerei
- Amt für Energie und Verkehr
- Departement für Infrastruktur, Energie und Mobilität



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Frau
Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga
Vorsteherin UVEK
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Chur, den 26. Mai 2020

Revision des Energiegesetzes (EnG) – Fördermassnahmen ab 2023

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die «Revision des Energiegesetzes (EnG) – Fördermassnahmen ab 2023» vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis sowie den beiden Beobachterkantonen Appenzell-Ausserrhododen gerne wie folgt Stellung:

I. EINLEITUNG

Das Ziel der Revision des EnG, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken, teilt unsere Konferenz. Sie ist jedoch der Ansicht, dass der unterbreitete Revisionsentwurf sowohl die Bedeutung der bestehenden Wasserkraftproduktion als auch die Bedeutung der Wasserkraft für die Erreichung der Ausbauziele unter Berücksichtigung der Kriterien Zubau, Effizienz und Versorgungssicherheit zu wenig berücksichtigt und deshalb **signifikanter Überarbeitungsbedarf** besteht.

Der unterbreitete Revisionsvorschlag enthält im Bereich der Wasserkraft folgende **drei fundamentalen Schwachstellen**:

- **Inkonsistenz zwischen Erfüllung der Förderkriterien und den Förderschwerpunkten;**
- **Fehleinschätzung bezüglich Bestandessicherung bei der Wasserkraftproduktion;**
- **Fehlende Planungssicherheit für bestehende, aber neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke (Heimfall / Neukonzessionierungen).**

Ohne eine Anpassung dieser grundlegenden Punkte wird unsere Konferenz die EnG-Revision **nicht mittragen** können. Weiter sehen wir auch punktuellen Anpassungsbedarf bei den Photovoltaik-Anlagen und der Windenergie. Dies begründen wir wie folgt:

Präsident: Staatsrat Roberto Schmidt
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming

Hinterm Bach 6, Postfach 539, 7001 Chur
Tel. 081 250 45 61, Fax 081 252 98 58
kontakt@gebirgskantone.ch
www.gebirgskantone.ch



II. DREI FUNDAMENTALE SCHWACHSTELLEN DER VORGESCHLAGENEN REVISION

1. Erste Schwachstelle: Inkonsistenz zwischen Erfüllung der Förderkriterien und den Förderschwerpunkten

A. Die Kriterien des Bundesrates

Gemäss Erläuterndem Bericht (nachfolgend: «EB») will der Bundesrat eine möglichst effiziente Förderung der inländischen Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zwecks Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit (EB, S. 2). Dies will der Bundesrat anhand folgender Kriterien umsetzen (EB, S. 8):

- Zubau: Die Förderung soll eine Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bewirken;
- Effizienz: Pro eingesetztem Franken soll möglichst viel Zubau erreicht werden;
- Versorgungssicherheit: Die Förderung soll dazu dienen, die langfristige Stromversorgung zu gewährleisten;

Gestützt auf diese Vorgaben schlägt der Bundesrat dann verschiedene Anpassungen am bisherigen Fördersystem vor.

B. Wertung

1. Zubau

In der nachstehenden Ziffer II./2. legen wir dar, weshalb im Zusammenhang mit dem «Zubau» eine blosser Fokussierung auf die Richtwerte gemäss Art. 2 EnG sachlich nicht gerechtfertigt ist. Die Sicherung der bisherigen, systemrelevanten Wasserkraftproduktion ist aus wasserrechtlicher, umweltrechtlicher, wirtschaftlicher und teilweise auch technischer Sicht nämlich als Zubau zu qualifizieren. Hier hat der Bundesrat seine Position zu überdenken.

2. Umweltverträglichkeit, Effizienz

Weil das Fördersystem Effizienz-Anreize für die erneuerbare Stromproduktion setzen soll, sind diese Kriterien gemeinsam zu betrachten. Dies bedingt insbesondere eine Analyse und Gewichtung der Technologien. Gleichzeitig bedeutet dies aber nicht, dass die Technologien gegeneinander ausgespielt werden. Die verschiedenen Formen der erneuerbaren Stromproduktion sind gemeinsam zu fördern, jedoch priorisiert anhand der Erfüllung der vorgegebenen Kriterien. Eine solche Wertung fehlt in der Revisionsvorlage und wird deshalb nachstehend dargelegt:

2.1 Gesamtenergiebilanz

Unter den Stromproduktionsformen in der Schweiz schneidet die Wasserkraft bezüglich Gesamtenergiebilanz deutlich am besten ab, wobei Laufwasserkraftwerke bessere Werte erreichen als Speicherkraftwerke. Wie die sich auf eine Studie der ETH basierenden Grafiken^{1 2} zeigen, verfügen die Wasserkraftanlagen über den niedrigsten nicht-erneuerbaren Gesamtenergiebedarf sowie den mit Abstand höchsten Erntefaktor³:

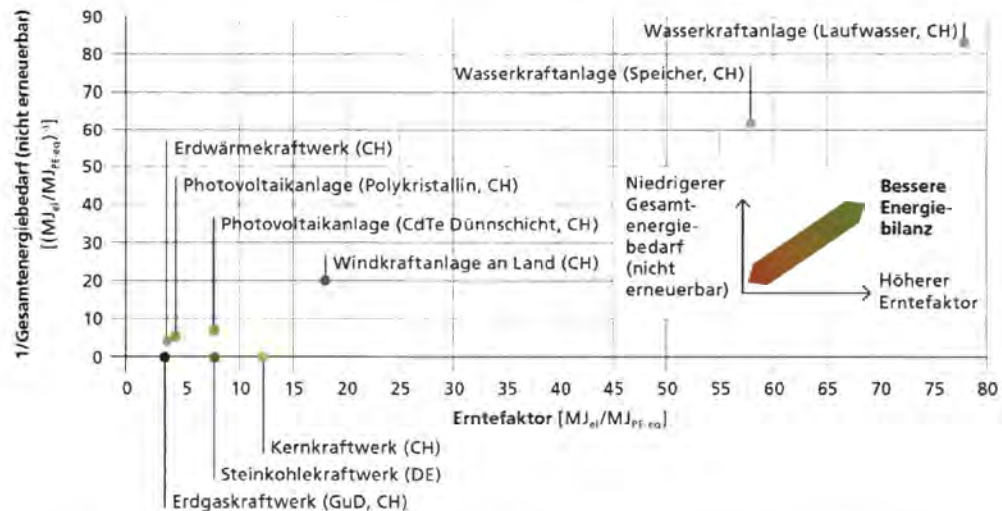


Abbildung 1: Die Gesamtenergiebilanz, ermittelt aus den Kennzahlen «Gesamtenergiebedarf (nicht-erneuerbar)» und «Erntefaktor (EROI)», zeigt ein deutliches Bild: Die Wasserkraft sch gt alle übrigen Arten der Stromerzeugung um Längen. Doch auch Photovoltaik und Windkraft schneiden gut ab.

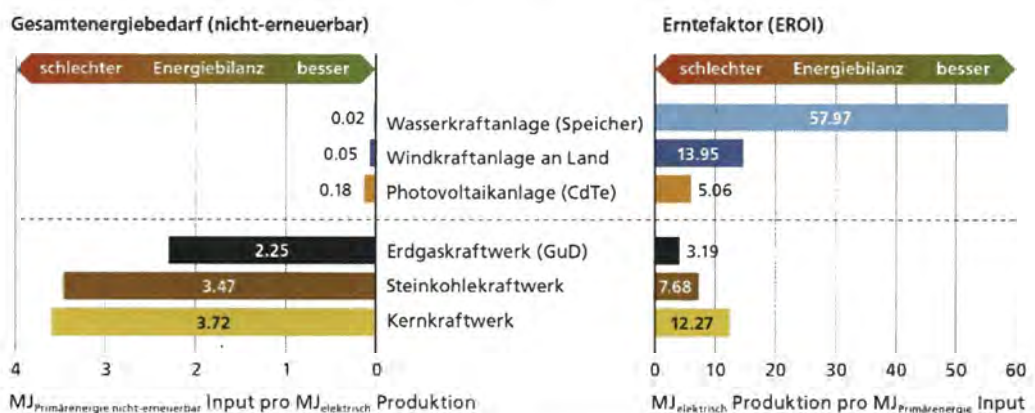


Abbildung 2: Die Resultate bzgl. Gesamtenergiebedarf und Erntefaktor zeigen deutlich die grosse Überlegenheit der Wasserkraft.

¹ ETH, Current and future energy performance of power generation technologies in Switzerland, April 2018: https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Energie-Performance-Switzerland-Report-EN.pdf

² SATW: Stromproduktion - Erneuerbare sind spitze: https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Gesamtenergiebilanz-DE.pdf

³ Gesamtenergiebedarf (nicht-erneuerbar) bzw. «Non-Renewable Cumulative Energy Demand»: kumulierter Bedarf an nicht-erneuerbarer Energie für den Bau und die Entsorgung einer Anlage sowie für die eigentliche Stromproduktion. Bei fossilen Produktionsverfahren ist dies in erster Linie die Energie im jeweiligen Brennstoff (Gas, Kohle, Uran). Erntefaktor bzw. «Energy Return on Energy Investment» (EROI): beschreibt das Verhältnis des produzierten Stroms zur investierten («grauen») Energie über die gesamte Lebensdauer einer Anlage und sollte immer grösser als 1 sein.



2.2 Treibhausgasemissionen

Wie eine vom Paul Scherrer Institut (PSI) im Auftrag des BFE erstellte Studie⁴ im Technologievergleich zeigt, verursacht die Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraftwerken sowie aus Windturbinen die geringsten Treibhausgasemissionen.

Zwar kann für die meisten anderen Technologien davon ausgegangen werden, dass deren Treibhausgas-Ausstoss bis ins Jahr 2050 abnehmen werden. Die Wasserkraftproduktion wird aber auch dann noch die niedrigsten Treibhausgasemissionen aufweisen:

Tabelle 5: Treibhausgasemissionen von Stromproduktionstechnologien (in g CO₂eq/kWh), heute und im Jahr 2050.

Technologie	Neuanlagen	
	heute	2050
Laufkraftwerk	5-10	5-10
Speicherkraftwerk	5-15	5-15
Kleinwasserkraft	5-10	5-10
Windenergie Schweiz	8-27	5-30
Windenergie offshore	8-16	5-20
Fotovoltaik: multikristallin monokristallin Dünnschicht	39-69	7-45
	62-109	11-71
	25-43	8-30
Holzverbrennung und -vergasung	10-120	10-100
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹⁹	150-450	k.A.
Tiefengeothermie	nicht vorhanden	27-84
Kernenergie	10-20	5-40
Gaskombikraftwerk GuD	387-400	346-363
GuD mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	70-100
Erdgas-BHKW: 10 kW _{el} 1000 kW _{el}	583-633	546-601
	459-500	423-468
Brennstoffzellen: 1 kW _{el} 300 kW _{el}	560-780	440-570
	370-650	340-450
Kohlekraftwerke (Ausland)	823-1022	734-850
Kohlekraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	34-214

2.3 Effizienz (Kosten / Nutzen)

Die vorerwähnte Studie des PSI⁵ enthält auch einen Vergleich der heutigen und zukünftigen Stromproduktionskosten für die wichtigsten Kraftwerkstypen. Dabei werden die Stromgestehungskosten mit der Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) erhoben. Dazu werden die zukünftigen Kosten abdiskontiert. Folgende Komponenten sind enthalten: Gesamte Baukosten bei der Erstellung, Betriebskosten über die Lebensdauer (Brennstoffkosten, fixe und variable Betriebs- und Unterhaltskosten), Rückbaukosten am Ende der Lebensdauer, Kapitalkosten (werden einheitlich mit Kapitalzinsen von 5% berechnet). Die dargestellten Bandbreiten spiegeln die Variabilität der Produktionskosten aufgrund von standortspezifischen Bedingungen (z.B. Jahreserträge von PV-Anlagen und Windturbinen), Charakteristika der Technologien (z.B. Kraftwerkswirkungsgrade und -leistungen) sowie Biomassekosten wider.

⁴ Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, BFE, November 2017 (<https://www.ad-min.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-68703.html>)

⁵ Dito; für Details verweisen wir auf den Link in FN 4 und auf den dortigen Link zur Studie.



Kosten von CO₂-Emissionen und andere externe Kosten sind nicht berücksichtigt. Die angegebenen Produktionskosten beinhalten Wärmegutschriften für Biomasse- und Erdgas-BHKW, Brennstoffzellen sowie landwirtschaftliche Biogasanlagen; diese Technologien werden üblicherweise wärmegeführt betrieben, sodass ein Teil der Abwärme verkauft oder intern genutzt werden kann.

Während sich die Kosten für Wasserkraft, Holz-BHKW, landwirtschaftliche Biogasanlagen und die fossile Stromerzeugung bis 2050 eher verteuern, sinken die Gestehungskosten für Fotovoltaik um die Hälfte, bei Windenergie etwas weniger, und *erreichen so grob bis 2050 das Kostenniveau von Grosswasserkraft*. Die Gestehungskosten von Strom aus Gaskombikraftwerken werden etwa gleich hoch sein wie für kleine PV-Anlagen oder Windenergie, allerdings ohne Einbezug der CO₂-Kosten (zu den CO₂-Emissionen verweisen wir jedoch auf den vorstehenden Abschnitt 2.2):

Tabelle 2: Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz (in Rp./kWh) sowie offshore Windenergie im Ausland.

Technologie	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
Grosswasserkraft ⁹	7-30	7-30	7-30
Kleinwasserkraft	12-28	14-33	14-34
Windenergie Schweiz	13-21	10-17	9-15
Windenergie offshore	13-27	12-23	10-20
Fotovoltaik: 10 kW	18-31	9-22	8-19
1000 kW	8-13	4-10	3-9
Holz-BHKW ¹⁰	18-36	18-41	18-45
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹¹	20-49	18-50	16-51
Tiefengeothermie ¹²	nicht vorhanden	16-58	13-47

3. Langfristige Versorgungssicherheit

Im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Stromproduktionen verfügt die Wasserkraft im Vergleich zu allen anderen erneuerbaren Stromproduktionsformen über den *alleinigen* Vorteil der umfangreichen, technisch bewährten und verlustlosen Speicherbarkeit. Die Möglichkeit zur Speicherung ist für die künftige langfristige Versorgungssicherheit aus folgenden Gründen absolut zentral:

- **Speicherfähigkeit für den «Normalbetrieb» nötig**
Eine künftig möglichst erneuerbare Stromproduktion bedingt ein Zusammenspiel aller Technologien. Weil aber Wind und Sonne stochastisch produzieren (nur wenn der Wind bläst bzw. die Sonne scheint) sind bereits im Normalbetrieb langfristige Speichermöglichkeiten notwendig, um die Versorgungssicherheit und die Netzregulierung bei zunehmend volatilerer Produktion aus Sonne und Wind zu gewährleisten. Diese kann im benötigten Umfang und erneuerbar alleine die Wasserkraft bieten.
- **Stromversorgung im Winterhalbjahr**
Im Zuge der StromVG-Revision ist das Thema der Stromversorgung in den Wintermonaten diskutiert worden. Für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr taugt auch ein forcierter Ausbau der Fotovoltaik und Windenergie nur beschränkt. Demgegenüber kann hier ein Ausbau der Speicherkraftwerke einen wirksamen und langfristigen Beitrag leisten. Und schliesslich kann auch mit Bezug auf die allfällige Einführung einer «strategischen Reserve» – wenn man die Klimaziele erreichen will – einzig die Wasserkraft in Frage kommen. Die Fotovoltaik und die Windenergie können die entsprechende Sicherheit nicht bieten.



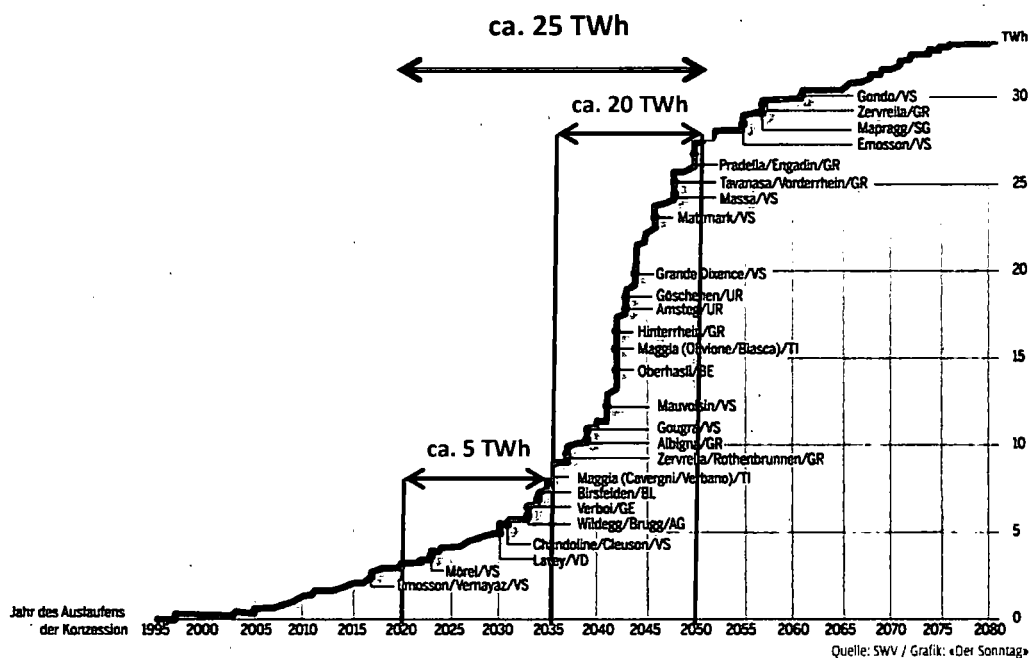
4. Zusammenfassung

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Wasserkraft die Kriterien des Bundesrates insgesamt am besten erfüllt. Gleichwohl sollen zwei Drittel des Netzzuschlags von 2,3 Rp./kWh in die Förderung des Ausbaus der Fotovoltaik fließen. Damit entspricht die Förderung nicht den gesetzten Kriterien. Aus Sicht der RKGK ist entsprechend eine **Ergänzung des Fördersystems notwendig**, wozu wir auf die folgenden Abschnitte II./2. und II./3. verweisen.

2. Zweite Schwachstelle: Fehleinschätzung bezüglich Bestandessicherung bei der Wasserkraftproduktion

A. Die Sicherung der bisherigen Produktion ist ungleich wichtiger als alle Zubauziele zusammen

1. Die zweite grundlegende Schwachstelle der präsentierten Revisionsvorlage bildet die alleinige Fokussierung auf die Ausbauziele. Die Wasserkraft ist die mit Abstand wichtigste Quelle für erneuerbare Energie in der Schweiz. Sie deckt heute im Durchschnitt rund 58% der Schweizerischen Elektrizitätsproduktion ab. Damit alleine dieser bestehende, systemrelevante Anteil an erneuerbarer Stromproduktion auch künftig gesichert bleibt (Bestandessicherung), sind Konzessionserneuerungen nötig. Solche sind kein «Selbstläufer», wäre aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der sozialen Akzeptanz eine grobe Fehleinschätzung. Wasserkraftanlagen, deren Konzessionen auslaufen und neu erteilt oder nach ausgeübtem Heimfall selber betrieben werden, gelten nämlich wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch **als Neuanlagen**.
2. Deshalb ist es sachlich angezeigt, der Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion im Rahmen der EnG-Revision eine **signifikant höhere Priorität beizumessen**. Die Ausbauziele gemäss Art. 2 EnG bilden zweifelsohne wichtige Bestandteile der künftigen Stromversorgungs-, Energie- und Klimapolitik der Schweiz. **Ungleich wichtiger als sämtliche Ausbauziele zusammengerechnet, ist aber die Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion (Bestandessicherung)**. Diese ist – um mit den Worten des Bundesrates zu sprechen (EB, S. 19) – von «herausragender Bedeutung» für die Energieversorgung aus erneuerbaren Energien. Bis im Jahre 2050 stehen nämlich insgesamt rund 25'000 GWh/a aus Wasserkraft zur Disposition.





Dies führt zu folgendem Vergleich zwischen den Ausbauzielen 2050 für die erneuerbare Stromproduktion gemäss Art. 2 Abs. 1 EnG und dem Umfang der zu gewährleistenden Bestandessicherung 2050 bei der Wasserkraft:

Vergleich zwischen Ausbauziele EE (ohne Wasserkraft) bis 2050 und Bestandessicherung Wasserkraft bis 2050	
Ausbauziele für alle EE <u>ohne</u> Wasserkraft	Bestandessicherung Wasserkraft
24'200 GWh	25'000 GWh

B. Der Zubau ist wesentlich anspruchsvoller als dargelegt

4. Die mittlere erwartete Nettoproduktion aus Wasserkraft liegt derzeit bei rund 35'500 GWh/a. Bis im 2035 ist ein Ausbau auf mindestens 37'400 GWh/a umzusetzen und bis im 2050 ein solcher auf mindestens 38'600 GWh/a (Art. 2 Abs. 2 EnG). Dies bedingt einen Ausbau der Wasserkraftproduktion von 2'400 GWh/a bzw. 3'100 GWh/a bzw. noch mehr. ABER: Der Bundesrat beabsichtigt, der extremen Gletscher-Initiative einen indirekten Gegenvorschlag gegenüber zu stellen. Erste Abschätzungen zeigen, dass der Ausbaupfad bis 2050 in der Grössenordnung von 50 Prozent (!) höher ausfällt, als der Zielwert, welcher der EST-2050 zu Grunde liegt (EB, S. 12).
5. Diese verbindlichen Ausbauziele können aber nicht alleine durch den Zubau erreicht werden. Zusätzlich muss noch die bei bestehenden Wasserkraftwerken im Rahmen des Weiterbetriebs aufgrund der einzuhaltenden Mindestrestwassermengen sowie der Erfüllung weiterer Umweltauflagen resultierende Minderproduktion kompensiert werden. Über das Ausmass dieser Minderproduktion gehen die Meinungen auseinander. Das Bundesamt für Energie (BFE) rechnet bis 2050 mit einer solchen von 1'900 GWh/a. Demgegenüber geht der Schweizerische Wasserversorgungsverband (SWV) bis 2050 – je nach Interpretation des Gesetzes – von einer Minderproduktion zwischen 2'300 GWh/a und 6'400 GWh/a aus. Der effektiv benötigte Zubau scheint deshalb mit ziemlicher Sicherheit deutlich höher.
6. Weiter geht der Bundesrat bei den Kleinwasserkraftwerken von einem *theoretischen* Potenzial im Umfange von ca. 520 GWh/a und einem *realistischen* Potenzial von 75%, d.h. von ca. 390/GWh/a aus (EB, S. 15). Diese Einschätzung erachten wir als zu optimistisch. Die Realität zeigt nämlich, dass die Umweltorganisationen die Kleinkraftwerkprojekte verbissen bekämpfen, was viele Projektanten zum Aufgeben bewegt, weil sie weder über die Zeit noch das Geld verfügen, um diese Rechtsstreite zu führen. Nebenbei bemerkt dürften diese Werke nur in geringem Ausmass zu dem aus Gründen der Versorgungssicherheit gewünschten Ausbau der Winterstromproduktion beitragen.

**C. Die gesamte Dimension zur Sicherung und Erweiterung der Wasserkraft**

7. Gestützt auf die vorstehenden Ausführungen stehen im Zusammenhang mit der künftigen Sicherung und Erweiterung Wasserkraftproduktion folgende Dimensionen zur Diskussion:

		2035	2050	
Bestandessicherung (in GWh/a)				
1	Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion mittels Konzessionserneuerungen (→ dabei handelt es sich wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen)	5'000 ¹⁾	20'000 ¹⁾	
2	./. Produktionsverluste wegen den einzuhaltenden Mindestrestwassermengen und zusätzlicher Umweltauflagen	./. 810 – 1'620 ²⁾	./. 1'090 ³⁾ – 4'790 ⁴⁾	
3	Total mögliche Bestandessicherung	3'380 – 4'190	15'210 – 18'910	
Zubau (in GWh/a)			gemäss EST-2050 (Art. 2 Abs. 2 EnG)	mit indirektem Gegenvorschlag zur Gletscher-Initiative
4	Zubau-Vorgabe gemäss den verbindlichen Ausbauzielen	2'400	3'100	4'600 ⁵⁾
5	Nötiger Zubau zur Kompensation der Verluste wegen den einzuhaltenden Mindestrestwassermengen und zusätzlicher Umweltauflagen (= Kompensation von Position 2)	810 – 1'620 ²⁾	1'090 ³⁾ – 4'790 ⁴⁾	1'900 ³⁾ – 4'300 ⁴⁾
6	Total effektiv benötigter Zubau	3'210 – 4'020	4'090 – 7'890	6'500 – 8'900
7	Total mögliche Bestandes-sicherung + Zubau (3 + 6)	3'590 – 8'210	19'300 – 25'400	21'710 – 28'810

1) Grössenordnungen gemäss vorstehender Ziffer II./2./A./2.

2) Bandbreite gemäss Szenarien 1 – 4 des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV-Faktenblatt «Wasserkraft: Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen, 2018)

3) 1'900 GWh/a gemäss Abschätzung in der Potenzialstudie des BFE von August 2019 abzüglich 810 GWh/a (Szenario 1) bzw. gemäss SWV für die Zeit bis 2035

4) Gemäss SWV-Szenario 4

5) Gemäss EB dürfte der Ausbaupfad 2050 (Zielwert) rund 50% höher ausfallen.



3. Dritte Schwachstelle: Fehlende Planungssicherheit für bestehende aber neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke

8. Die dritte grundlegende Schwachstelle der präsentierten Revisionsvorlage bildet die Reduktion des Förderzeitraums bis zum Jahr 2035. Die für Konzessionserneuerungen erforderlichen langfristigen Einschätzungen und Entscheide betreffen nämlich einen Zeitraum, der weit über das Jahr 2035 hinausgreift.
9. Dieser Realität trägt der vorgelegte Revisionsentwurf keine Rechnung. Für die vom Bundesrat angestrebte Planungssicherheit (EB, S. 6) reicht die (bescheidene) Erhöhung der Investitionsbeiträge bei weitem nicht aus. Auch ist es ungenügend, dem Bundesrat in Art. 55 EnG die Kompetenz einzuräumen, Anpassungen für die Zeit nach 2035 einzuräumen. Diese Justierungen kommen für die zahlreichen, teilweise lange vor 2035 zu fällenden Entscheide nämlich viel zu spät (vgl. Grafik auf S. 2). Die Verhandlungen über den Neubau und die Erneuerungen von Wasserkraftwerken erfordern eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren.
10. Bei den zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion geht es um Investitionsentscheide und um ein Betriebsrisiko von 80 Jahren. Es kann von niemandem erwartet werden, dass er in solche Projekte investiert ohne über eine möglichst hohe Amortisationsverlässlichkeit zu verfügen.
11. Unsere Konferenz verlangt deshalb vom Bund, dass er im Rahmen der EnG-Revision zusätzlich zu den vorgeschlagenen Instrumenten einen versicherungsähnlichen Auffangtatbestand verankert, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefpreisphasen als Sicherheitsnetz dient. Dieses Instrument soll alleine für Krisenzeiten zur Verfügung stehen und deshalb nur dann und nur solange zur Anwendung gelangen, als es tatsächlich benötigt wird. Dieses Instrument liesse sich auch mit einer Prämien- und/oder Rückzahlungspflicht verbinden.
12. Ein solches Instrument ist aus den folgenden Gründen bereits heute gesetzlich zu verankern:
 - a) Ein solches Instrument fördert die Bereitschaft von Kraftwerksgesellschaften, sich um Konzessionserneuerungen zu bewerben. Es ist somit zentral, um und die Abklärungen und Verhandlungen zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion seriös und zeitgerecht zu führen.
 - b) Die Ausgestaltung dieses Instruments kann heute in Ruhe, d.h. wohlgedacht erfolgen. Beschäftigt sich der Gesetzgeber hingegen erst dann mit dieser Frage, wenn Probleme drohen, resultieren suboptimale Lösungen.
13. Unsere Konferenz ist interessiert und bereit, an der Ausgestaltung eines solchen Absicherungsmechanismus mitzuarbeiten. Denkbar sind beispielsweise Anlehnungen an das darlehensähnliche System des Contract for Difference (CfD), an einen Auffangfonds, an eine Versorgungs-Versicherung oder an Bürgschaften. Es geht also nicht darum, Subventionen aktiv auszurichten, sondern darum, ein Auffangnetz bereit zu stellen, welches nur im Notfall benötigt wird.
14. Die alleinige Befürchtung, dass die EU einem solchen Instrument kritisch gegenüberstehen könnte (EB, Ziff. 3, S. 11), darf kein Hinderungsgrund zu dessen intelligenter Ausgestaltung und Implementierung bilden.
15. Bei der detaillierten Ausgestaltung des Instruments geht es einerseits darum, dieses so weit als möglich EU-kompatibel auszugestalten. Andererseits muss der Bundesrat auch Farbe bekennen, ob er im Rahmen der weiteren Verhandlungen über ein Stromabkommen für solche (allenfalls) nicht ganz EU-konforme Förderinstrumente zugunsten der systemrelevanten Wasserkraft im Sinne einer «conditio sine qua non» einsteht oder nicht. Ist er hierzu nicht bereit, wird auch die Haltung zum Rahmenabkommen zu hinterfragen sein.



16. Bis ein neuer Mechanismus, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefenpreisphasen als Sicherheitsnetz dient, in Kraft tritt, soll die heutige bestehende Marktprämie als Krisenlösung beibehalten werden.

III. PHOTOVOLTAIK UND WINDENERGIE

1. Photovoltaik-Anlagen

Die Absicht des Bundesrates, den Zubau der PV-Anlagen zu beschleunigen können wir unter Vorbehalt der vorstehenden Kritik bezüglich Priorisierung unter Berücksichtigung der zur Diskussion stehenden Dimensionen unterstützen. Wir haben vorstehend (oben S. 2) ausgeführt, dass die Technologien nicht gegeneinander ausgespielt werden sollen. Die verschiedenen Formen der erneuerbaren Stromproduktion sind gemeinsam zu fördern. Hierzu bedarf es aber eines Fördersystems, welches den Dimensionen und Probleme adäquat Rechnung trägt. Oder negativ ausgedrückt: Ein Fördersystem, welches die Wasserkraft als blosser Erfüllungsgehilfin eines Ausbaus der PV-Anlagen sieht, könnten wir nicht unterstützen.

Wir begrüssen die Erhöhung der Fördereffizienz durch die Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen. Dies steigert die Effizienz der eingesetzten Fördermittel. Zudem sind namentlich die grossen PV-Anlagen geeignet, in wirksamer Weise zur Versorgungssicherheit beizutragen. Allerdings sollte die Ausrichtung von Förderbeiträgen an grosse PV-Anlagen noch deutlich zugunsten der Stromproduktion im Winterhalbjahr priorisiert werden.

Grosse PV-Anlagen in Gebirgsregionen haben erhebliches Potenzial um in höherem Ausmass zur Versorgungssicherheit beizutragen (Sonnenscheindauer). Wir weisen aber auch hier darauf hin, dass sich bei Realisierung solcher Anlagen Zielkonflikte mit Anliegen des Raumplanungs-, des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes ergeben können. Der Bundesrat muss hier den Mut aufbringen, Akzente zu setzen. Es sind verstärkt Ermessensentscheide der lokalen Behörden zu ermöglichen. Das sachgerechte Ausüben des Ermessens bedeutet die Berücksichtigung aller betroffenen Interessen und deren sachgerechte Abwägung. Letztere muss aber den Behörden vor Ort zukommen und nicht durch rechtlich enge Leitplanken und/oder durch detailreiche Vollzugshilfen und Empfehlungen von Bundesstellen, welche den Ermessensspielraum vor Ort unnötig einengen.

2. Windenergie

Grundsätzlich ist auch die Windenergie für die Stromproduktion im Winterhalbjahr geeignet. Doch auch sie stösst auf Widerstand aus Gründen des Raumplanungs-, des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes. Das vorstehend Ausgeführte gilt deshalb bei der Genehmigung von Windkraftanlagen gleichermassen.

Die unterbreiteten Revisionsvorschläge sind mit Bezug auf die Projektierungsbeiträge als auch mit Bezug auf die Förderungs-Untergrenze zu optimieren. Die Projektierungsbeiträge sind breiter zu fassen und die Förderungs-Untergrenze sollte auf 5 MW gesenkt werden.



IV. DETAILBEMERKUNGEN

1. Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge

Wir verweisen auf unsere vorstehenden Ausführungen. Die blosse Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge, und dies mit alleinigem Fokus auf ein sachlich unvollständiges Verständnis des «Zubaus», erachten wir als unzureichend. Das Fördersystem ist vielmehr:

- a) in Berücksichtigung, dass es sich bei den zahlreich anstehenden Konzessionserneuerungen (bzw. beim Weiterbetrieb in Eigenregie nach ausgeübtem Heimfall) für bestehende Wasserkraftwerke wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen handelt, fundamental zu überdenken;
- b) anhand der vom Bundesrat gesetzten Kriterien *Umweltverträglichkeit*, *Effizienz* und *langfristige Versorgungssicherheit* neu zu gewichten und zu priorisieren, und
- c) mit einer Massnahme zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion zu ergänzen.

2. Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen

Die Einführung von Auktionen für die Einmalvergütungen bei grossen PV-Anlagen wird begrüsst, doch sind die Parameter einfacher und genauer zu definieren. Zudem muss die Ausrichtung von Förderbeiträgen an grosse PV-Anlagen noch deutlich zugunsten der Stromproduktion im Winterhalbjahr priorisiert werden. So sollen die Auktionen für den PV-Ausbau nicht nur auf die maximale Jahresproduktion ausgerichtet sein, sondern neben der Winterstromproduktion sollten auch die Ost-West-Ausrichtung sowie Fassaden-Anlagen wichtige Kriterien bilden sein. Es ist nämlich von Bedeutung, Produktion und Verbrauch möglichst anzugleichen, um das «Peak-Shaving» zu vermindern.

3. Wasserkraft

3.1 *Fördersystem ist signifikant neu zu priorisieren und zu ergänzen*

Wie vorstehend in Kapitel II. ausführlich dargelegt, benötigt das elektrizitätspolitische Fördersystem nicht nur eine signifikant andere Priorisierung hin zur Sicherung der systemrelevanten, bestehenden Wasserkraftproduktion. Es bedarf auch einer Ergänzung mit einem Auffangmechanismus im Sinne unserer vorstehenden Ausführungen in Ziff. II./3.. Bei der Förderung des Zubaus ist der Fokus zudem vor allem auf die Winterproduktion zu legen, welche zur Versorgungssicherheit beiträgt.

3.2 *Keine Einschränkung von Investitions- und Projektierungsbeiträge auf erhebliche Erneuerungen*

Aus Sicht der RGKG ist auf eine Begrenzung des Investitionsbeitrags auf höchstens 5 MW bei erheblichen Erneuerungen von Wasserkraftanlagen zu verzichten (vgl. Art. 26 Abs. 1 Bst. c E-EnG). Ein Investitionsbeitrag soll zudem für die Projektierung von neuen Wasserkraftanlagen (mit einer Leistung von mindestens 1 MW), erheblichen Erweiterungen von Anlagen (mit einer Leistung von mindestens 300 kW nach der Erweiterung) sowie erhebliche Erneuerungen (mit einer Leistung von mindestens 300 kW) möglich sein. Auch für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage sollen Investitionsbeiträge gesprochen werden können.

Schliesslich ist Art. 26 Abs. 7 E-EnG dahingehend anzupassen, dass die Bezeichnung von prioritären Anlagen ebenfalls die erheblichen Erweiterungen einer Anlage mit einer Leistung von mindestens 300 kW umfasst. Gleichzeitig sollte explizit festgelegt werden, dass bei der Bezeichnung solcher Anlagen insbesondere der Aspekt einer erheblichen Erhöhung der Produktion von erneuerbarer Winterenergie bzw. der Fähigkeit zur erheblichen Steigerung der Energiespeicherung berücksichtigt werden muss.



3.3 Wegfall der Prüfung der NAM bei Bestimmung der Investitionsbeiträge

Dieser Neuerung können wir im Sinne einer Vereinfachung und Verschlankung der Verfahren zustimmen.

3.4 Erhöhung des Förderanteils der Grosswasserkraft von 0,1 auf 0,2 Rp./kWh

3.5 Neue Regelung zu prioritären Anlagen

Diese beiden Massnahmen sind gemeinsam zu betrachten. Der Gedankenansatz, der diesem «Subsystem» bei der Förderung der Grosswasserkraft zu Grunde liegt, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Um diesbezüglich eine definitive Stellungnahme abgeben zu können, ist der Mechanismus der Priorisierung aber noch zu wage skizziert (EB, S. 19). Was aber mit Bestimmtheit bereits gesagt werden kann ist, dass die Erhöhung des Förderanteils um 0,1 Rp/kWh völlig unzureichend ist.

4. Projektierungsbeiträge

Dieser Neuerung können wir zustimmen, weil bis zum baureifen Projekt sehr grosse Vorfinanzierungen nötig sind, was Investoren abschrecken könnte. Dies gilt für Wasser- und Windkraftwerke gleichermaßen. Für Wasserkraftanlagen sind aber Anpassungen vorzunehmen (vgl. IV./3.2). Zudem können während der mehrere Jahre dauernden Vorlaufzeiten die Förderbedingungen ändern, was die gesamten Planungen zunichtemachen kann. Wir weisen jedoch darauf hin, dass diese Fördermassnahme im gesamten Kontext betrachtet, bloss einem «Tropfen auf dem heissen Stein» gleichkommt.

5. Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten

Keine Bemerkungen.



IV. ZUSAMMENFASSUNG

Auch wenn verschiedene Punkte der EnG-Revision in die richtige Richtung gehen, sieht unsere Konferenz insbesondere in folgenden Punkten **signifikanten Überarbeitungsbedarf**:

Im Bereich der **Wasserkraft** muss das Fördersystem:

- a) in Berücksichtigung, dass es sich bei den zahlreich anstehenden Konzessionserneuerungen (bzw. Projektgenehmigungen beim Weiterbetrieb in Eigenregie nach ausgeübtem Heimfall) für bestehende Wasserkraftwerke wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen handelt, fundamental überdacht werden;
- b) anhand der vom Bundesrat gesetzten Kriterien *Umweltverträglichkeit, Effizienz und langfristige Versorgungssicherheit* neu gewichtet und priorisiert werden,
- c) mit einer Massnahme zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion ergänzt werden, und
- d) in seiner heutigen Ausgestaltung, d.h. mit bestehender Marktpremie gegebenenfalls so lange beibehalten werden, bis ein neuer Mechanismus, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefenpreissphäsen als Sicherheitsnetz dient, in Kraft tritt.

Im Bereich der **Photovoltaik** muss das Fördersystem bei der Förderung von grossen PV-Anlagen deutlich stärker auf die Winterstromproduktion ausgerichtet werden;

Schliesslich sind die **Projektierungsbeiträge für Grossanlagen** (namentlich Windanlagen) zu erweitern.

Wir ersuchen Sie, unsere Anliegen bei der Überarbeitung der Revisionsvorlage zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüssen

REGIERUNGSKONFERENZ DER GEBIRGSKANTONE

Der Präsident:

Roberto Schmidt

Der Generalsekretär:

Fadri Ramming

Geht in Kopie per Mail an:

EnG@bfe.admin.ch



Konferenz Kantonalen Energiedirektoren
Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie
Conferenza dei direttori cantonali dell'energia
Conferenza dals directurs chantunals d'energia

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und Erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern
Email: EnG@admin.bfe.ch

Bern, 7. Mai 2020

Stellungnahme Vernehmlassung Revision Energiegesetz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurde die EnDK eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen wie folgt Stellung:

I Allgemeine Beurteilung

Wir begrüßen die Revision des EnG mit der Intention, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken. Zur Erreichung dieser Ziele würden wir aus Sicht des Gesamtsystems und aus Effizienzgründen weiterhin die Einführung eines **Lenkungssystems für alle Energieträger** bevorzugen. Aufgrund der fehlenden politischen Akzeptanz sehen wir jedoch in der vorgeschlagenen Verlängerung der Förderung momentan den einzigen praktikablen Weg, um den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz rechtzeitig voranzutreiben.

Die namhafte Produktion von Strom mit schweizerischen erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr erfolgt zurzeit vor allem durch Wasserkraftwerke, aber deren weiterer Ausbau ist technisch nur noch beschränkt möglich. Der Ausbau der Windkraft, welche ebenfalls einen hohen Winteranteil liefern würde, ist unterschiedlichen Widerständen ausgesetzt. Das Potenzial an Biomasse ist begrenzt und die Aussichten für die Stromproduktion mittels Geothermie höchst unsicher. Die **Photovoltaik (PV)** hingegen nimmt aufgrund der vergleichsweise schnellen Zubaumöglichkeit und der hohen Akzeptanz in der Bevölkerung neben der Wasserkraft eine zentrale Rolle ein. Daher ist die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen, zu begrüßen.

Während die Planungssicherheit durch das Verbindlichmachen der Ausbauziele und die Verlängerung der Förderung mittelfristig erhöht wird, schaffen diese Massnahmen jedoch noch immer nicht für alle Produktionsarten die von uns bereits im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) geforderten Investitionsanreize. Investitionen in die **Grosswasserkraft**, bei der in den kommenden 30 Jahren ein Grossteil der Konzessionserneuerungen ansteht, werden von den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Dies unterscheidet sie von In-

vestitionen in erneuerbare Energien durch Private, die im allgemeinen geringere Renditeerwartungen stellen, weil unter Umständen auch nicht-wirtschaftliche Beweggründe eine Rolle spielen. Entsprechend sehen wir den in Art. 30 Abs. 5 EnG festgehaltenen Auftrag an das Parlament, einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells zur Unterstützung der Grosswasserkraft auszuarbeiten, mit dieser Vorlage als nicht erfüllt. Dasselbe gilt für die von der UREK-S eingereichten Motionen, welche langfristige Anreize zu Investitionen in Stromerzeugungsanlagen für den Erhalt der Stromversorgungssicherheit fordern (Motionen 18.3000 und 19.3004).

Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit begrüssen wir deshalb die Absicht, **Art. 9 StromVG** mit einer Bestimmung zu ergänzen, wonach der Bundesrat Ausschreibungen zum Zubau von Stromproduktionskapazitäten durchführen kann, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten abzeichnen sollte. Auch wenn die konkrete Ausgestaltung von Art. 9 StromVG heute noch nicht bekannt ist, sind wir der Ansicht, dass die darin vorgesehenen Massnahmen nur sekundär ergriffen werden sollten. Primäres Ziel sollte es sein, es gar nicht erst zu einer "Gefährdung der Versorgung" kommen zu lassen. Ein forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromproduktion, vor allem im Winterhalbjahr, erhöht die Fähigkeit zur Selbstversorgung und damit die Versorgungssicherheit. Entsprechend fordern wir, dass bereits im Rahmen der Revision des EnG wo sinnvoll **Elemente zur Stärkung der Versorgungssicherheit** mittels erneuerbaren Energien eingebaut werden. Zu begrüssen ist diesbezüglich die im erläuternden Bericht angedachte PV-Auktio- nierung für Winterstrom und die neue Regelung zu prioritären Anlagen innerhalb der Was- serkraft.

Nachfolgend gehen wir auf die einzelnen Aspekte der Revision ein.

II Stellungnahme zu einzelnen Aspekten der Vorlage

a Ausbauziele und Förderzeitraum

Wir begrüssen das **Verbindlichmachen der Ausbauziele** in Art. 2 und die in Art. 38 EnG für alle Technologien festgehaltene Verlängerung des Förderzeitraums bis Ende 2035. Die im Anschluss an die Vernehmlassung geplante Erhöhung der Ausbauziele, gestützt auf die neuen Energieperspektiven und das Netto-Null-Szenario für 2050, halten wir für notwen- dig. Vermutlich sind in diesem Zusammenhang auch die Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 EnG anzupassen. Sollte sich anhand des Monitorings später abzeichnen, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden, müssen vom Bundesrat konsequent zusätzlich not- wendige Massnahmen beantragt werden (vgl. Art. 55 Abs. 3 EnG).

Die Bewertung der in der Vorlage enthaltenen Massnahmen sowie eine **Kostenschätzung** ist bis zum Vorliegen der neuen Ausbauziele überaus schwierig. Die Dekarbonisierung und daraus resultierende verstärkte Elektrifizierung stellt die Schweiz vor grosse Herausforde- rungen, die ohne die Akzeptanz von Politik und Bevölkerung nicht gemeistert werden kön- nen. Nicht zuletzt deshalb müssen die Kosten für die geplante Förderung transparent aus- gewiesen und auch bei einer möglichen späteren Anpassung der Ausbauziele offen kom- muniziert werden.

Anträge:

- Erhöhung der Ausbauziele und Überprüfung der Verbrauchsrichtwerte gestützt auf neue Energieperspektiven (EPCH 2050+) und Netto-Null-Ziel für 2050;
- Transparentes Ausweisen der für den Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlichen Kosten.

b Photovoltaik (PV)

Wir begrüßen die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen. Das Bundesamt für Energie (BFE) schätzt das Solarstrompotenzial der mittelmässig bis hervorragend geeigneten Schweizer Dächer und Hausfassaden auf insgesamt 67 TWh/Jahr. Die Kantone leisten bei diesem Ausbau durch die **Vorschrift zur Eigenstromerzeugung für Neubauten** in den MuKE 2014 einen Beitrag¹.

Während wir im Bereich der Kleinanlagen das Beibehalten von Investitionsbeiträgen begrüßen, schätzen wir die **Erhöhung der Fördereffizienz durch die Einführung von Auktionen** für grosse PV-Anlagen, da diese einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Der Vorteil der geplanten Auktionierungen liegt darin, dass die Mittel effizienter und effektiver eingesetzt werden und die preiswertesten Grossanlagen gebaut werden.

Die Vorlage bleibt hinsichtlich der Details zum **Auktionsdesign** weitgehend vage. Der Bundesrat kann entscheiden, wie häufig und mit welchen Volumina pro Jahr ausgeschrieben wird und ab welcher Anlagengrösse eine Auktionierungspflicht besteht. Uns scheint es wichtig, dass hierbei zwischen kleinen und grossen Anlagenbetreibern unterschieden wird und der administrative Aufwand den entsprechenden Fähigkeiten entspricht. Aufgrund unserer Erfahrungswerte im Gebäudebereich schlagen wir die Durchführung von Auktionen ab einer Anlagengrösse von 300 kWp vor.

Zur Erreichung der ambitionierten Ausbauziele sollte mit der Förderung darauf hingewirkt werden, dass die **gesamten für PV geeigneten Dachflächen genutzt und diese nicht nur für den Eigenverbrauch optimiert** werden. Wir begrüßen entsprechend den erhöhten Investitionsbeitrag von 60 Prozent für Anlagen ohne Eigenverbrauch gemäss Art. 25 Abs. 3 EnG. Gemäss Art. 25a Abs. 2 EnG kann der Bundesrat zudem im Bereich der Auktionen separate Auktionen mit unterschiedlichen Bedingungen für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch vorsehen. Wir erachten eine solche Trennung als sehr wichtig, da grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch im aktuellen Umfeld kaum realisiert werden und solche mit Eigenverbrauch bisher auch ohne zusätzliche Massnahmen zugebaut wurden.

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit sehen wir beim gezielten Einsatz von Fördermitteln für die **Stromproduktion von PV-Anlagen im Winterhalbjahr** Ergänzungsbedarf. Zwar kann der Bundesrat gemäss dem erläuternden Bericht den Beitrag einer PV-Anlage zur Stromproduktion im Winterhalbjahr als Auktions-Kriterium wählen, was wir ausdrücklich begrüßen. Darüber hinaus sollten aber auch zusätzliche finanzielle Anreize für die Produktion von Strom im Winterhalbjahr im Rahmen der regulären Einmalvergütung (ausserhalb der Auktionen) geschaffen werden.

¹ Gemäss den MuKE 2014 sollen Neubauten einen Teil der von ihnen benötigten Elektrizität selber erzeugen. Die im, auf oder am Gebäude installierte Elektrizitätserzeugungsanlage muss mindestens 10 W pro m² EBF betragen, wobei nie 30 kW oder mehr verlangt werden. Bei flächendeckender Anwendung dieser Anforderung würde mit Hilfe neuer Gebäude pro Jahr eine PV-Leistung von 85 MWp zugebaut, welche 85 GWh Strom erzeugen.

Schlussendlich hängt der Zubau von PV-Anlagen nicht nur von der Förderung, sondern auch in wesentlichen Teilen von der Berechnungsweise der **Netzentgelte** sowie der **Rückliefertarifierung** ab. Durch die auf einen Arbeitspreis fokussierten Netzentgelte besteht z.B. ein Anreiz zur Optimierung des Eigenverbrauchs, obwohl aus Sicht der Versorgungssicherheit eine Vollbelegung der Dächer mit PV-Modulen wünschenswert wäre. Die regional sehr unterschiedlich hohen, nicht marktbasierten Rückliefertarife führen zudem dazu, dass an den Marktbedürfnissen vorbei Strom produziert wird. Es ist daher zu begrüßen, dass im Rahmen der Revision des StromVG die Netznutzungstarife für die Endverbraucher angepasst werden. In Sachen Rückliefertarife wäre es wünschenswert, dass diese schweizweit einheitlich ausfallen und die Saisonalität reflektieren.

Anträge:

- Auktionierung ab einer Anlagegrösse von 300 kWp in Anbetracht des zumutbaren administrativen Aufwands des Betreibers;
- Finanzielle Besserstellung von PV-Anlagen mit erhöhter Stromproduktion im Winterhalbjahr, auch ausserhalb von Auktionsverfahren.

c Wasserkraft

Die Wasserkraft wird mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft zum **Rückgrat der inländischen Stromproduktion** und nimmt insbesondere für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr eine zentrale Rolle ein. Die Investitionen in die Grosswasserkraft werden von den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Sie stehen in direkter Konkurrenz zu Investitionen in andere (erneuerbare) Energieerzeugungsanlagen im Ausland, welche in den letzten Jahren rege getätigt wurden. Die zu erwartenden Erträge in der Schweiz hängen von den Preisentwicklungen in Europa und der ganzen Welt ab und sind damit von der Schweizer Politik nicht beeinflussbar. Hinzu kommen Unsicherheiten, die durch ausländische Regulierungen und Förderungen ausgelöst werden.

Der **Neubau und weitere Ausbau** der Wasserkraft in der Schweiz ist technisch und aufgrund der strengen Umweltauflagen heute nur noch beschränkt möglich. Auch wenn wir die vorgeschlagene Verdopplung der Finanzmittel begrüßen, haben wir starke Zweifel, dass die nötigen Projekte einzig mit Projektierungs- und Investitionsbeiträgen ausgelöst werden. Während die Energieversorgungsunternehmen nämlich über genügend Kapital verfügen, erachteten sie das Risiko für künftige Erträge bei einem Investitionshorizont von 60 bis 80 Jahren bisher als zu hoch. Als Mittel zur Stärkung der Versorgungssicherheit begrüßen wir die vorgeschlagene Regelung gemäss Art. 26 Abs. 7 EnG zu den prioritären Anlagen, insbesondere auch weil sie den Entscheidbehörden bei der Abwägung des nationalen Interesses als Hilfe dient. Die Priorisierung sollte transparent erfolgen und für die Öffentlichkeit einsehbar sein. Gelingt es nicht, den nötigen Neu- und Ausbau anzureizen, muss dieser im Rahmen des neu zu gestaltenden Art. 9 StromVG (Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung) erfolgen. Es ist jedoch fraglich, ob die Zeit für den Neu- oder Ausbau eines erneuerbaren Kraftwerks bei einer mittelfristigen Abzeichnung einer Gefährdung der Versorgungssicherheit noch ausreicht, weshalb der Neu- und Ausbau primär über die Förderung angereizt werden sollte.

Bei den **bestehenden Kraftwerken** stehen zwischen 2020 und 2050 Konzessionserneuerungen von rund 25'000 GWh an, im Rahmen derer in der Regel auch Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden und umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen. Aufgrund der begrenzten Zubaumöglichkeit ist der Erhalt der bestehenden Grosswasserkraftwerke für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung.

Wir kritisieren entsprechend den Wegfall von Investitionsbeiträgen für die Erneuerungen von Grosswasserkraftwerken, weil wir befürchten, dass damit von den Kraftwerksbetreibern nur noch die absolut notwendigen Investitionen getätigt werden. Die Kleinwasserkraft wird hier bevorzugt, obwohl sie ökologisch zu gewichtigeren Eingriffen führt.

Mit dem **Wegfall der Marktpremie** verliert die Grosswasserkraft ein Instrument, welches ihr in Zeiten mit anhaltend tiefen Marktpreisen eine minimale Ertragsbasis sichert. Aufgrund deren Nicht-Kompatibilität mit einem möglichen Stromabkommen mit der EU können wir deren Auslaufen nachvollziehen. Dennoch sind wir der Ansicht, dass ein von der EU akzeptierbarer Mechanismus gefunden werden muss, welcher die Schweizer Wasserkraft in Zeiten mit anhaltenden Strompreisverwerfungen auch in Zukunft absichern kann. Dieses Bedürfnis besteht sowohl bei Investitionen in wesentliche Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken als auch bei Investitionen in Neu- und Ausbauten. Der neu zu schaffende Absicherungsmechanismus könnte deshalb an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpfen. Er sollte – gegen vollständige Transparenz von Seiten des Betreibers – kraftwerkspezifisch und unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit erfolgen. Auf diese Weise könnte die Investitionsbereitschaft ohne den übermässigen Einsatz von öffentlichen Mitteln entscheidend erhöht werden.

Anträge:

- Grundsätzlich: Schaffung der erforderlichen Planungs- und Investitionssicherheit für die Wasserkraft mit ihrem langen Betriebshorizont von 60 und mehr Jahren;
- Beibehalten von Investitionsbeiträgen für die Erneuerung von bestehenden Grosswasserkraftwerken;
- Einführung eines von der EU akzeptierbaren Absicherungsmechanismus bei langfristig sehr tiefen Marktpreisen, welcher an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpft und kraftwerkspezifisch unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit gewährt wird.

d Windkraft

Bedauerlicherweise stösst die Windenergie in der Schweiz auf unterschiedlichen Widerstand aus Landschafts-, Natur- und Umweltperspektive. Sie würde sehr gute Voraussetzungen zur **Winterstromproduktion** bieten und damit der Versorgungssicherheit dienen. Entsprechend begrünnen wir die Weiterführung der Förderung über 2022 hinaus sowie auch den Übergang zum System der Investitionsbeiträge. Die vorgeschlagene Höhe der **Investitionsbeiträge** von jährlich 15 Mio. halten wir im Vergleich zur Kleinwasserkraft (30 Mio.) insgesamt für zu tief, weil die Letztere gewichtigere ökologische Eingriffe mit sich bringt.

Während wir die Einführung von **Projektierungsbeiträgen** begrünnen, kritisieren wir, dass diese nur für die Windmessung gesprochen werden sollen. Die Planungskosten und die Realisierungszeit für Windenergieanlagen sind, nicht zuletzt aufgrund des verbreiteten Widerstands, sehr hoch und dadurch besonders risikoreich.

Die vorgeschlagene **Untergrenze der Förderung** von 10 MW verhindert allenfalls bereits die Projektierungsphase für kleinere Windparks mit zwei bis drei Anlagen im 3 MW-Bereich. Das gleiche gilt für ein Repowering von bestehenden Anlagen. Die Begrenzung für die Ausbezahlung von Förderbeiträgen soll deshalb auf 5 MW oder tiefer herabgesetzt werden.

Anträge:

- Erhöhung der jährlichen Summe der Investitionsbeiträge für die Windkraft (> 15 Mio.);
- Einführung von weitergehenden Projektierungsbeiträgen (>Windmessung);
- Reduktion der Förderuntergrenze auf 5 MW oder weniger.

e Übrige Technologien

Wir begrüßen die Weiterführung der Förderung für **Biogasanlagen** und **Geothermie** über 2022 hinaus sowie den Übergang zum System der Investitionsbeiträge, auch wenn die Rentabilität von Biogasanlagen damit weiterhin anspruchsvoll bleibt. Ebenfalls positiv bewerten wir die vorgeschlagenen Projektierungsbeiträge.

Bei der Förderung von **Holzkraftwerken** mit Investitionsbeiträgen ist die natürliche Speicherfähigkeit von Holz zu berücksichtigen. Die Investitionsbeiträge sollten deshalb mit Blick auf die Versorgungssicherheit an Bedingungen zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr geknüpft werden.

Antrag:

- Auszahlung von Investitionsbeiträgen für Holzkraftwerke sollten mit Blick auf die Versorgungssicherheit an Bedingungen zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr geknüpft werden.

f Weitere Aspekte

Die Revision des EnG steht in engem Zusammenhang mit der Revision des StromVG. Wir sprechen uns entsprechend für eine **gleichzeitige Beratung der beiden Vorlagen** im Parlament aus. Gelingt es nicht, die neuen Regelungen per 2023 in Kraft zu setzen, droht eine **Regelungslücke** und ein **Unterbruch der Förderung**. Die Lücke würde nicht nur beim bis Ende 2022 befristeten Einspeisevergütungssystem für Wind, Geothermie und Biomasse entstehen, sondern auch bei der Marktprämie für die Wasserkraft und bei der Priorisierung erneuerbarer Energien in der Grundversorgung gemäss Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG (Durchschnittspreismethode).

Antrag:

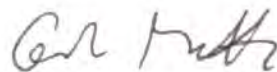
- Für den Fall, dass das revidierte Gesetz nicht per 2023 in Kraft tritt, sind die auslaufenden Regelungen (Einspeisevergütungssystem, Marktprämie und Priorisierung erneuerbarer Energie in Grundversorgung) zu verlängern.

Wir bedanken uns im Voraus für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Mit freundlichen Grüßen



RR Dr. Mario Cavigelli
Präsident EnDK



Caterina Mattle
Generalsekretärin EnDK



Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Scuol, 7. Juli 2020 / NC

Eingegangen
- 8. Juli 2020
BFE / OFEN / UFE

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir nehmen Bezug auf das Schreiben von Frau Bundespräsidentin Sommaruga an die IBK vom 3. März 2020, für welches wir uns herzlichst bedanken. Unserem damaligen Anliegen, alternative Fördermodelle zu prüfen, setzten Sie die Argumentation mit der Kontinuität und Vorhersehbarkeit bei der Förderung gegenüber und bezeichneten unser Anliegen als einen «Systembruch» mit negativen Auswirkungen für den Zubau an erneuerbaren Energien. Im Nachgang dazu erlauben wir uns heute, zum Entwurf des revidierten Energiegesetzes (E-EnG) und zu den für die Zeit ab 2023 vorgesehenen Fördermassnahmen nachfolgend Stellung zu nehmen.

1. Allgemeine Bemerkungen

Die Interessengemeinschaft der Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) vertritt die Interessen der über 50 bedeutendsten Konzessionsgemeinden Graubündens. Anders als in allen übrigen Kantonen steht in Graubünden die Wasserhoheit den Gemeinden zu, welche den Kraftwerksgesellschaften entsprechende Konzessionen zur Nutzung der Wasserkraft erteilen können. Der Kanton ist andererseits Genehmigungsbehörde für solche Konzessionen. Über zwei Drittel der 105 Bündner Gemeinden haben bisher von der Möglichkeit der Konzessionierung Gebrauch gemacht. In zahlreichen Bündner Gemeinden bilden die jährlichen Einnahmen aus der Wasserkraftnutzung einen wesentlichen Teil der gesamten Einnahmen und sind deshalb gerade in peripheren Regionen unabdingbar für die Aufgabenerfüllung und damit auch für die dezentrale Besiedlung des Kantons. Drei Viertel der Energieproduktion in den Bündner Gemeinden werden exportiert. Die Schweizerische Wasserkraft trägt andererseits mit gegen 60 Prozent massgeblich zur inländischen Stromproduktion bei. Mit dem Atomausstieg wird sie ohne Zweifel noch bedeutender und wertvoller.

Keine Energiewende ohne die Wasserkraft

Wasserkraftwerke bieten Grundlast und Regenergie und stabilisieren die Stromnetze. Aufgrund ihrer Flexibilität und Zuverlässigkeit bieten sie zudem eine hohe Systemqualität insbesondere vor dem Hintergrund des zunehmenden Anteils von Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen.

Der Erhalt und der weitere Ausbau dieser erneuerbaren Energiequelle ist daher ein erklärtes Ziel der eidgenössischen Energiestrategie 2050. Das geltende Energiegesetz legt für das Jahr 2035 eine durchschnittliche Jahresproduktion von mindestens 37'400 Gigawattstunden (GWh) als Richtwert fest. Gemäss Botschaft zur Energiestrategie 2050 soll dieser Wert bis 2050 auf 38'600 GWh ansteigen. Eine letztjährige Studie des BFE belegt jedoch, dass das geschätzte Ausbaupotenzial bis 2050 um rund 1'600 GWh/Jahr tiefer liegt.¹ Abzüglich des zwischen 2012 und 2019 erfolgten Zubaus von 640 GWh/a beträgt die effektive Differenz gegenüber 2012 ganze 960 GWh/Jahr. Gemäss dieser Studie ist der im geltenden Energiegesetz festgelegte Ausbaurichtwert bis 2035 erreichbar. Allerdings muss dazu fast das gesamte bis 2050 ausgewiesene Potenzial bereits bis 2035 realisiert werden. In den kommenden Jahren ist dafür ein Netto-Ausbau von durchschnittlich 85 GWh/Jahr nötig. Die Produktionsverluste durch Restwasserbestimmungen werden bis 2050 auf 1'900 GWh/Jahr geschätzt.

Die IBK begrüsst deshalb die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes langfristig verlässliche Rahmenbedingungen für den Zubau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz zu schaffen. Die gegenwärtigen Rahmenbedingungen setzen nicht ausreichend Anreize für den Bau der notwendigen, zusätzlichen Produktionskapazitäten im Inland. Heute fliessen die Investitionen vielmehr in jene Länder, in welchen die Politik bereits ein förderliches Investitionsklima geschaffen hat. Zur Stärkung der künftigen Versorgungssicherheit sollte die Schweiz einen vergleichbaren regulatorischen Rahmen schaffen.

2. Antrag: Anreiz zur Erneuerung von Grosswasserkraftanlagen

Ein grosses Manko der Vernehmlassungsvorlage sieht unsere IBK darin, dass neu gar keine Unterstützung und Anreize für Erneuerungsinvestitionen bei Grosswasserkraftanlagen über 5 MW mehr vorgesehen ist. Dieser Entscheid ist für die IBK nicht nachvollziehbar und läuft allen energiepolitischen Zielen zuwider.

Die Erhaltung der bestehenden Grosswasserkraftwerke ist für die Versorgungssicherheit und das Erreichen der im EnG festgelegten, verbindlichen Ziele für die Wasserkraft gleich entscheidend wie der Zubau zusätzlicher Produktionskapazitäten. Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt. Der Vernehmlassungsentwurf lässt die Tatsache unberücksichtigt, dass zwischen 2020 und 2050 Konzessionserneuerungen von rund 25'000 GWh anfallen, im Rahmen derer in der Regel auch Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden und umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen.

¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76258.html>

- Bei fehlender Rentabilität und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen nur Notreparaturen vorgenommen. Bei tiefen Marktpreisen ist dies die betriebswirtschaftlich optimale Strategie, auch wenn dabei die Zunahme von ungeplanten Ausfällen bewusst in Kauf genommen werden muss. Dies ist aber nicht die gesamtwirtschaftlich optimale Strategie und geht Zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.
- Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen würde dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nicht erfolgen werden. Sie sind meist mit Erneuerungsinvestitionen verbunden, deren Amortisierung für die Betreiber höchst ungewiss ist. Die Umsetzung der Vorgaben nach GSchG wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind damit in Frage gestellt.

Aufgrund der begrenzten Neu- und Ausbaumöglichkeit ist aber der Erhalt der bestehenden Grosswasserkraftwerke für die Versorgungssicherheit und zum Erreichen der im EnG festgelegten, verbindlichen Ziele für die Wasserkraft gleich entscheidend wie der Zubau zusätzlicher Produktionskapazitäten. Mit dem Wegfall der Marktprämie verliert die Grosswasserkraft ein Instrument, welches ihr in Zeiten mit anhaltend tiefen Marktpreisen die notwendige Ertragsbasis sichert. Es ist deshalb dringend, ein von der EU akzeptierbarer Mechanismus zu finden, welcher die Schweizer Wasserkraft in Zeiten mit anhaltenden Strompreisverwerfungen in Zukunft absichert. Dieses Bedürfnis besteht sowohl bei Investitionen in wesentliche Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken als auch bei Investitionen in Neu- und Ausbauten. Der neu zu schaffende Absicherungsmechanismus muss deshalb nicht nur den Neu- und Ausbau, sondern auch wesentliche Erneuerungen miteinbeziehen. Dabei sollte der Beitrag an die Versorgungssicherheit massgebend mitberücksichtigt werden. So könnte die Investitionsbereitschaft entscheidend erhöht werden und dies ohne übermässigen Einsatz von öffentlichen Mitteln.

Ein prüfenswertes Modell anstelle einer direkten Förderung stellt unseres Erachtens die Idee eines rückwirkenden Marktrisikoausgleichs (Risikogarantie), wie es von der AXPO in ihrer Vernehmlassung vorgeschlagen wird.²

3. Antrag: Auktionen mit gleitenden Marktprämien für neue Grossanlagen

Anstelle von einmaligen Investitionsbeiträgen schlagen wir vor, dass für neue Grossanlagen Ausschreibungen mit gleitenden Marktprämien im Gesetz verankert werden.

Das auktionierte Ausschreibungsvolumen für Grossanlagen soll bei mindestens 0.8 TWh pro Jahr starten und sollte jährlich erhöht werden, bis das Ausbauziel 2050 erreicht ist. Dieser Vorschlag ist bekanntlich eingebettet in internationale Regulierungsleitlinien zum Ausbau von erneuerbaren Energien in Europa. Er ist vom Grundgedanken geleitet, dass nur der Ausbau und die verstärkte Marktintegration der erneuerbaren Energien die Sicherheit der Versorgung auf dem gewohnt hohen Niveau gewährleisten können.

Dank Wettbewerb und transparenten Gebotspreisen entsteht zudem eine hohe Transparenz über die Höhe der Gestehungskosten und der Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds.

² file:///D:/Dokumente/0000%20REVO%20NOT%20CARL/0000%20A-DIVERSES/2004_EnG_Änderung_Stn%20Axpo_unterzeichnet%20(1).pdf

Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die vom Volk genehmigte Energiestrategie darf nicht schleichend zur Importstrategie werden. Die Corona-Pandemie hat gezeigt, was passieren kann, wenn strategische Güter wie Schutzmasken oder Desinfektionsmittel nicht ausreichend verfügbar sind und wenn Exporte von den Nachbarländern aktiv zurückgehalten werden. Elektrizität ist ebenfalls und je länger je mehr ein wichtiges strategisches Gut. Die Kosten eines flächendeckenden Stromausfalls sind immens. Die Aufrechterhaltung eines angemessenen Eigenversorgungsgrades ist deshalb wichtig und ebenso naheliegend wie eine gute Vernetzung mit dem Ausland zur Optimierung der Bewirtschaftung in «normalen Zeiten».

Artikel 30 Absatz 5 EnG verlangt «marktnahes Modell»

Der Gesetzgeber hat in Art. 30 Absatz 5 EnG die Verpflichtung formuliert, dass ein erneuertes Modell sich durch eine stärkere Marktnähe (marktnahes Modell) auszeichnen soll. Wir lehnen daher die vollständige Ablösung des Einspeisevergütungssystems mit Investitionsbeiträgen ab, denn gerade ein marktnäheres Modell muss die zusätzlichen Risiken, die durch eine stärkere Marktintegration entstehen, abbilden können.

Indem der Gesetzgeber deutlich machte, dass im geltenden Einspeisevergütungssystem spätestens ab dem 1. Januar des sechsten Jahres keine Gesuche mehr gestellt werden mehr können, weist alleine darauf hin, dass dieser Verpflichtungsmechanismus in der aktuellen Ausgestaltung nicht fortgeführt werden soll.

Wir beantragen deshalb, dass beim zukünftigen Finanzierungsmodell eine grundsätzliche Regulierungs-Unterscheidung gezogen wird zwischen Kleinanlagen und Grossanlagen.³

Kleinanlagen technologieabhängige Leistungsgrenze		Grossanlagen technologieabhängige Leistungsgrenze	
Schweizweit geltende minimale Rückliefervergütung (umlagefinanziert)		Direktvermarktung (Marktintegration der erneuerbaren Energien)	
Mit Eigenverbrauch	Volleinspeisung	Mit Eigenverbrauch	Volleinspeisung
Investitionsbeitrag I	Investitionsbeitrag II	Gleitende Marktprämie I (administriert)	Gleitende Marktprämie II (auktioniert)

Das langfristige Finanzierungsmodell für erneuerbare Kraftwerke muss zwischen Klein- und Grossanlagen unterscheiden. Kleinanlagen wird eine schweizweit einheitliche Rückliefervergütung gewährt und

³ Die generelle Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen ist der europäischen Regulierung geschuldet, die diese Unterscheidung sowohl in der EE-Richtlinie 2018/2001 wie auch in der Leitlinie der EU Kommission «Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01)» explizit ermöglicht und im Hinblick auf die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren erfordert. Die EU-Kommission hat mit der Pressemitteilung vom 7. Januar 2019 mitgeteilt, dass sie vorhat, die eigentlich 2020 auslaufenden Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen (UEBLL) um zwei Jahre, also bis Ende 2022, zu verlängern. Zudem ist zu erwähnen, dass die Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen inzwischen im Sekundärrecht der EU abgebildet ist.

beim Investitionsbeitrag zwischen Eigenverbrauchsanlagen und Volleinspeisungsanlagen unterschieden. Grossanlagen werden zur Direktvermarktung verpflichtet und ermitteln die gleitende Marktprämie in einer wettbewerblichen Ausschreibung.

Dies auch in Anlehnung an die europäische Regulierung⁴, die in allen europäischen Ländern ab dem 1. Juli 2021 umgesetzt werden muss. Dieser Unterscheidungs-Grundsatz sollte auch in unserer Regulierung abgebildet werden.

Bei Kleinanlagen soll weiterhin mit Investitionsbeiträgen und neu einem schweizweit einheitlichen Rückliefertarif⁵ die nötige Investitionssicherheit geschaffen werden, weil hier die wettbewerbliche Marktintegration nur beschränkt möglich sein wird. Kleinanlagen können selten im Preiswettbewerb der Grosskraftwerke bestehen. Auch ist die verlässliche Finanzierungsregelung von Kleinanlagen nur in Kombination von schweizweitem Einspeisetarif und schweizweit gültigen Investitionsbeiträgen effektiv zu gestalten. Die in den letzten Jahren erfolgte Fokussierung auf ausschliessliche Realisierungsmöglichkeiten mit einem hohen Eigenverbrauch ist energiewirtschaftlich fraglich, da diese Kleinsysteme in einer isolierten Betrachtung der Einzelinvestoren vorwiegend nach wirtschaftlichen Kriterien optimiert werden.

Für die Stabilität der Stromversorgung sind zusätzliche Kapazitäten notwendig, die sich am Zusatznutzen für das Gesamtsystem orientieren, zum Beispiel, indem sie zusätzlichen Strom für das Winterhalbjahr erzeugen. Daher ist für Kleinanlagen wieder ein Finanzierungsmodell zu schaffen, das auch eine Volleinspeisung der produzierten Energie ermöglicht. Zudem sollen die Kantone für Kleinanlagen weiterhin die Möglichkeit haben, lokal- regional- und energiepolitisch auf die Förderung der Investitionstätigkeit im Sinne einer «kantonalen grünen Investitionsoffensive» selber einwirken zu können.⁶

Für Grossanlagen soll die Direktvermarktung vorangetrieben werden und falls die Markterlöse einen wirtschaftlichen Betrieb nicht erlauben, kann ein Produzent in einer Auktion eine gleitende Marktprämie zugesprochen bekommen. Die vorgeschlagenen Auktionen werden daher von uns unterstützt, sollten aber mit gleitenden Marktprämien ausgestaltet werden.

Der Bundesrat schlägt weiter vor, dass in einem «schlanken Verfahren» die wirtschaftliche Notwendigkeit von Investitionsbeiträgen nicht mehr geprüft werden soll. «Neu sollen die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht mehr berechnet werden müssen», heisst es in der Vernehmlassungsvorlage.⁷ Dies scheint uns wenig zielführend und ist gar für ein langfristig angelegtes Regime mit dem Zielhorizont 2050 nicht akzeptabel.

⁴ RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

⁵ Eine schweizweit gültige Einspeisevergütung ist als **Umlage auszugestalten und nicht als Abgabe** in einen staatlich verwalteten Fonds. Diesen Grundsatz basiert auf dem EuGH-Entscheid in der Rechtssache C-405/16 P vom 28. März 2019 betreffend der EEG-Umlage in Deutschland. Der EuGH hat sich damit gegen die bisherige Rechtsauffassung der EU-Kommission und des Gerichts (EuG) gestellt. Damit Vorteile europarechtlich als «Beihilfen» eingestuft werden können, müssten sie unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden und dem Staat und seiner Verfügungsgewalt zuzurechnen sein. Dies ist bei einer gesetzlichen Umlageverpflichtung zu Gunsten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nicht der Fall. Eine schweizweite **Förder- und Ausgleichsregelung für Kleinanlagen** ist daher auch europarechtlich machbar und anzustreben. In dem Sinne gibt diese Forderung dem Gesetzgeber verloren geglaubte Spielräume zurück, die im Energienutzungsbeschluss vom 14. Dezember 1990 und im Energiegesetz vom 26. Juni 1998 noch Teil der Gesetzgebung waren.

⁶ Wir verweisen dabei auf die Fördermodelle, wie sie z.B. der Kanton Basel-Stadt kennt. Solche kantonalen Möglichkeiten (z.B. Lokalstromvermarktung mit Lokalstrom-Herkunftsnachweisen, Lokale Solarstrombörsen) sollten zwingend ermöglicht werden.

⁷ Revision des Energiegesetzes, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, Seite 6

Wir schlagen aus diesem Grunde vor:

Bei der Berechnung von Investitionsbeiträgen sollte man bei grösseren Anlagen weiterhin auf die nicht amortisierbaren Mehrkosten abstellen. Für kleine Anlagen – zum Beispiel Kleinwasserkraftwerke – kann die Höhe der Vergütungen alternativ anhand von Referenzanlagen festgelegt werden.

Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die Corona-Pandemie zeigt, was passieren kann, wenn strategische Güter nicht ausreichend verfügbar sind und wenn Exporte von den Nachbarländern aktiv zurückgehalten werden. Elektrizität ist ein strategisches Gut par excellence. Die Kosten eines flächendeckenden Stromausfalls sind prohibitiv hoch. Die Aufrechterhaltung eines angemessenen Eigenversorgungsgrades ist wichtig, ebenso wichtig ist aber auch eine gute Vernetzung mit dem Ausland zur Optimierung der Bewirtschaftung in «normalen Zeiten».

Die ElCom warnt seit Jahren vor der Gefährdung der Versorgungssicherheit. In ihrem neusten Bericht vom 27. Februar 2020 hat sie auf die sich verschlechternde Versorgungslage im Winterhalbjahr hingewiesen, die sich weiter zuspitzen wird, wenn Kernkraftwerke in der Schweiz und Kern- und Kohlekraftwerke in den Nachbarländern in grösserer Zahl vom Netz gehen.⁸ Sie schreibt bezüglich der Schweizer Kapazitäten:

«Insgesamt fallen in den nächsten 15 - 25 Jahren rund 14 TWh Winterproduktion weg. Zusammen mit dem durchschnittlichen Importbedarf aus den letzten 10 Jahren führt dies rechnerisch (ohne Zubau im Inland) zu einem Winter-Importbedarf von rund 17 TWh.»

Wir begrüssen es, dass der Bundesrat die Fortschritte bei der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien explizit anerkennt. Auch finden wir es korrekt, dass der Bundesrat einen «Ausbau betrachtet, der notwendig ist, um im Jahr 2050 über das Jahr gesehen den Strombedarf der Schweiz decken zu können».⁹ Allerdings werden diese Betrachtungsweisen in der Vernehmlassungsvorlage vom Bundesrat nicht umgesetzt.

Für die Botschaft wünschen wir uns, dass die Ausbauziele angepasst und die Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Gesetz explizit verankert werden.

- A. Auch für das inländische Stromangebot im Winterhalbjahr sind Zielwerte im Gesetz zu verankern, die innerhalb definierter Fristen verbindlich umzusetzen sind. Die Berechnungsmethoden inkl. Anrechnung von Speichern und von neuen Kapazitäten sind per Verordnung zu regeln; dabei können auch vertragliche Vereinbarungen, die dank dem Abschluss eines Stromabkommens mehr Sicherheit schaffen, berücksichtigt werden.
- B. Die Ausbauziele in Artikel 2 EnG sind, unter Berücksichtigung der Speicher, auf die knappen Monate im Winterhalbjahr auszurichten, wenn Engpässe entstehen können. Speichertechniken sind entsprechend ihrer Leistungsfähigkeit zu berücksichtigen und die Förderung von neuen Speichern sollte gesetzlich ebenfalls verankert werden.

⁸ Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion, Einschätzung der ElCom, 27. Februar 2020

⁹ Erläuterungen Seite 12

- C. Alle Speicher sollten bei den Netzgebühren gleich behandelt werden: Pumpspeicherwerke, Batterien, synthetische Gase aus erneuerbaren Energien und Wärmespeicher, soweit sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit mit Elektrizität leisten.
- D. Die Ausschreibungen von Grossanlagen sollten auch auf die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr ausgerichtet werden können. Sie sollen alle zweckdienlichen Techniken berücksichtigen und sind nicht-diskriminierend zu gestalten.¹⁰
- E. Die Wahrscheinlichkeit, dass der Weiterbetrieb von Kernkraftwerken vorzeitig eingestellt wird, soll bei den Ausbauzielen berücksichtigt werden, wie es die ElCom tut. Die Ersatzplanung soll möglichen, unvorhergesehenen Abschaltungen Rechnung tragen, indem Ersatzkapazitäten ex ante aufgebaut und potenzielle Standorte im Voraus definiert werden. Für Photovoltaik sollten die Kantone bei der Schaffung von Planungsgrundlagen einbezogen werden. Wie bei den Fruchtfolgeflächen ist eine Standortvorratspolitik im Gesetz zu verankern, ebenso die Priorisierung von Installationen auf öffentlichen Gebäuden und Anlagen.

Wir begrüssen es, dass der Bundesrat bei seinen Betrachtungen den zusätzlichen Strombedarf für Wärmepumpen (anstelle fossiler Heizungen) und für Elektromobile (anstelle von Verbrennungsmotoren) einbeziehen will. Die Energie-Perspektiven sollten zudem die Bedürfnisse der Industrie nach CO₂-neutralen Energien und Grundstoffen (Wasserstoff, Biomethan usw.) berücksichtigen und die Energieeffizienz weiterhin hoch gewichten.

4. Zu den einzelnen Bestimmungen im Energiegesetz

(In Anlehnung an die Vernehmlassung der Allianz Schweizer Energiewirtschaft für ein wirksames Finanzierungsmodell erneuerbarer Energie)

Antrag Art. 15 Abnahme – und Vergütungspflicht für Elektrizität (neu)

¹ Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

² Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

³ Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt für Klein- und Grossanlagen, welche durch eine Leistungsobergrenze limitiert ist. Kleinanlagen haben in der Regel eine maximale Leistungsobergrenze von 250 kW bis 1 MW, abhängig von der Technologie. Der Bundesrat kann die Leistungsobergrenze für Klein- und Grossanlagen technologisch unterschiedlich ausgestalten, wenn dies zur Erreichung der Ausbauziele sinnvoll erscheint. Anlagen über der Leistungsobergrenze werden durch diesen Artikel nicht berührt.

⁴ Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt und überwälzt in einem Umlageverfahren die nicht gedeckten Kosten diskriminierungsfrei auf die Energieversorgungsunternehmen mit Endkundenlieferverpflichtungen. Die Energieversorgungsunternehmen mit Endkundenver-

¹⁰ Das Bundesamt für Energie soll die Spielregeln für die Auktionen im Detail festlegen. Für die Durchführung der Auktionen könnte sich die ElCom am besten eignen, weil sie unabhängig von der Elektrizitätswirtschaft operiert.

pflichtung können die Umlagekosten in die Endkundenpreise einrechnen. Der Bundesrat kann zur Vermeidung von regional ungleichen Belastungen durch Rückliefertarife zusätzliche Ausgleichsmassnahmen anordnen.

⁵ Die Vergütung der Elektrizität bei Kleinanlagen richtet sich nach der vom Bundesrat festgelegten schweizweit gültigen Rückliefervergütung. Der Bundesrat orientiert sich bei der Festlegung an der mehrjährigen Strompreisentwicklung für Endkunden in der Grundversorgung gemäss den Erhebungen der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom.

⁶ Die Vergütung der Elektrizität bei Grossanlagen richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23, wenn im Rahmen der Direktvermarktung keine andere Einigung zwischen dem Produzenten und dem Energieversorgungsunternehmen erzielt wird.

⁷ Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen oder eine gleitende Marktprämie nach Art. 19 beanspruchen.

Begründung

Der Artikel 15 legt das Finanzierungsmodell im Generellen fest. Es wird zwischen Kleinanlagen und Grossanlagen unterschieden. Kleinanlagen erhalten eine schweizweite, umlagefinanzierte Rückliefervergütung, Grossanlagen können in einer Ausschreibung eine gleitende Marktprämie beantragen, wenn der Referenz-Marktpreis für eine Investitionstätigkeit nicht genügend Sicherheit gewährt.

Antrag Art. 15a Abnahme- und Vergütungspflicht von Gas aus Biomasse und anderen erneuerbaren Energien (neu)

Die materielle Regelung ist Gegenstand der aktuellen Erarbeitung des GasVG.

Für Biogas-Einspeisung schlagen wir folgende Formulierung vor:

Bei Biogas orientiert sich die Vergütung am Preis, den der Gasnetzbetreiber für den Kauf von Biogas aus neuen inländischen Produktionsanlagen zu bezahlen hätte. Der Bundesrat regelt die Höhe der Vergütung; er kann eine Rückvergütung der Kosten aus der Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe oder aus einer Klimaabgabe vorsehen.

Begründung

Zur Abnahme und Vergütung von Gas und Elektrizität sollte je ein separater Artikel gelten. Die spezifischen Regelungen für Gas werden derzeit im Rahmen des GasVG diskutiert und sind nicht Gegenstand der Revision EnG.

Antrag Art. 19 Teilnahme am Einspeisevergütungssystem Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien

¹ Am Einspeisevergütungssystem Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien können die Betreiber von ~~Neuanlagen~~ neuen oder erheblich erweiterten Anlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen und unterhalb der Leistungsobergrenze liegen: a. Wasserkraft; b. Sonnenenergie; c. Windenergie; d. Geothermie; e. Biomasse.

² ersatzlos streichen (Ausschreibungen werden nur durchgeführt, wenn Mittel vorhanden sind)

³ ...

⁴ Nicht am Einspeisevergütungssystem Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können die Betreiber von:

- a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 300 kW;
- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 250 kW;
- c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen;
- e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

⁵ streichen

⁶ Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe a und b weiter unterteilen, damit eine der Leistungsgrösse entsprechende Rückliefervergütung festgelegt werden kann. Er kann Leistungsgrenzen zwischen Gross- und Kleinanlagen auch für andere Technologien einführen (z.B. Windkraft).

⁷ ...

Begründung

Im Artikel 19 werden die Regeln für das Ausschreibungsmodell der gleitenden Marktprämie bei Grossanlagen formuliert und für die Kleinanlagen eine schweizweite Rückliefervergütung bis 250 kW festgeschrieben. Eine weitere Unterteilung der Rückliefervergütung ist möglich.

Antrag Art. 20 Teilweise Teilnahme

¹ ... am Ausschreibeverfahren teilnehmen kann, insbesondere....

³ *(neu)* Erheblich erweiterte Anlagen nehmen nur im Umfang der dadurch erzielten Mehrproduktion am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teil.

Begründung

Das Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien schafft Anreize für das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Entsprechend ist bei bestehenden Anlagen nur die durch Erweiterungen erzielte Mehrproduktion teilnahmeberechtigt.

Antrag Art. 21 Direktvermarktung

¹ ...

² Für ~~einzelne Anlagentypen~~ Kleinanlagen bis 250 kW, die nach dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, legt der Bundesrat eine schweizweite Rückliefervergütung fest, die oberhalb des Referenz-Marktpreises liegt. Kleinanlagen, welche die schweizweite Rückliefervergütung beanspruchen, müssen ihre Elektrizität nicht direkt vermarkten.

³ Die Vergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der ~~Einspeiseprämie~~ gleitenden Marktprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 entspricht sie der schweizweiten Rückliefervergütung.

⁴ Die ~~Einspeiseprämie~~ gleitende Marktpremie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem in der Ausschreibung ermittelten Gebotspreis und dem Referenz-Marktpreis.

⁵ Übersteigt bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.

⁶ *(neu)* Der Bundesrat legt aufgrund der Ausschreibungen eine administrierte gleitende Marktpremie fest, die von Grossanlagen beansprucht werden kann, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen und einen erheblichen Teil der Produktion im Eigenverbrauch nutzen.

Begründung

Der Grundsatz der Direktvermarktung und damit der Marktintegration der neuen Produktionskapazitäten wird beibehalten. Preisstützungssysteme müssen zwingend die Marktpreise berücksichtigen. Dies kann nur ein Modell mit Marktpremie aufgrund von Ausschreibungen. Für Kleinanlagen sind Ausnahmen möglich und die sind hier formuliert. Für Anlagen, die im bisherigen Einspeisevergütungssystem verbleiben, ist eine Übergangsbestimmung am Ende des Gesetzes zu ergänzen.

Antrag Art. 22 Vergütungssatz

¹ *(neu)* Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt.

² Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. Er kann entsprechend den Bedürfnissen des Marktes (saisonal oder höhere zeitliche Auflösung) abgestuft werden.

³ Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere für die vom Bundesamt für Energie festgelegte gleitende Marktpremie bei Anlagen mit Eigenverbrauch *(Rest streichen)*.

Begründung

Grundsätzlich werden die Vergütungssätze nur noch im Ausschreibungsverfahren festgelegt. Da aber auch Grossanlagen den Eigenverbrauch nutzen können, muss für diese Anlagen ein von der Verwaltung festgelegter Vergütungssatz ermöglicht werden. Dieser Vergütungssatz kann sich an den Ergebnissen der Ausschreibungen orientieren und einen Standard-Eigenverbrauch berücksichtigen. Eine Einzelfallprüfung ist auszuschliessen.

Antrag Art. 24 Grundsatz

¹ ... der folgenden Anlagen können, ~~sofern die Mittel reichen (Art.35 und 36)~~, einen Investitionsbeitrag

² Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremie (Art. 19) teilnehmen können.

Begründung

Ein verlässliches Finanzierungsmodell für den Umbau des Energiesystems muss diese «sofern die Mittel reichen-Philosophie» überwinden. Wenn die Versorgungssicherheit als systemrelevant betrachtet wird, kann nicht in diesem kleinlichen Gedanken der begrenzten Mittel verharret werden. Der Ansatz 2 ermöglicht auch, dass Investitionsbeiträge für Grossanlagen denkbar sind, wenn sie auf die gleitende Marktpremie verzichten. Der Bundesrat tut aber gut daran, das zukünftige Preisstützungssystem für Grossanlagen ausschliesslich auf die gleitende Marktpremie abzustellen.

Antrag Art. 25 a Auktionen für die Einmalvergütung

Streichen

Begründung

Kleinanlagen eignen sich nicht, um in Auktionen ihre Investitionsrahmenbedingungen zu ermitteln. Diese Bürokratie muss nicht sein, denn die Preisstützung kann mit abgestuften Einmalvergütungen wie bisher erfolgen.

Antrag Art. 26 Regelungen zur Wasserkraft

¹ Für neue und erhebliche erweiterte Wasserkraftanlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden, sofern:

- a. es sich um Nebennutzungsanlagen handelt; oder
- b. sie innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen und mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind; oder
- c. wenn gleichzeitig Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 EnG zu entschädigen sind.

² Kein Anspruch auf Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage.

³ Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

⁴ Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach Art. 19 Abs. 1 lit. a erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 oder einer allfälligen Förderung nach Art. 19 Abs. 1 lit. a abgezogen.

Begründung

Neuanlagen und Erweiterungen können mit der gleitenden Marktprämie gestützt werden. Die äusserst restriktive Haltung bei Kleinwasserkraftwerken soll aufgehoben werden. Die gewässerökologischen Auflagen haben alle Kraftwerke zu erfüllen, ganz egal ob klein oder gross. Eine Überförderung und damit eine Realisierung an nicht geeigneten Standorten kann durch die Gewährung von bescheidenen Investitionsbeiträgen vermieden werden.

Kommentar Art. 26a Risikogarantie für Erneuerung von Wasserkraftanlagen (neu)

Für die Erneuerung der Wasserkraft ist unbedingt eine Regelung vorzusehen. Die IBK verzichtet auf eine konkrete Formulierung, unterstützt aber das Anliegen der AXPO in der Grundausrichtung. Dies auch unter dem Gesichtspunkt, dass ein neues Finanzierungsregime für alle erneuerbaren Produktionskapazitäten im wettbewerblichen Strommarkt jetzt erarbeitet werden muss.

Antrag Art. 35 Erhebung und Verwendung

³ Der Netzzuschlag beträgt 2.3 Rp./kWh. Der Bundesrat kann ihn für die Ausschreibungen gemäss Art. 19 bedarfsgerecht erhöhen, sollten die verfügbaren Mittel zur Zielerreichung nicht reichen.

Begründung

Die Rahmenbedingungen können nur verbessert werden, wenn der Bundesrat über die Mittelherkunft die Geschwindigkeit der Zielerreichung steuern kann. Ein Finanzierungsregime für eine verbesserte Versorgungssicherheit dank neuen Kraftwerkskapazitäten, das gleichzeitig auf Wartelisten aufbaut, lehnen wir ausdrücklich ab.

Art. 36 Mittelverwendung

Kommentar

Dieser Artikel ist neu zu konzipieren, die Mittelverwendung ist so auszugestalten, dass Kraftwerke gebaut werden können und die Gesetzgebung sich nicht darin erschöpft, ein Wartelistenmanagement aufzubauen. Daraus ergibt sich folgende Priorisierung:

1. Kleinanlagen müssen immer sofort Finanzierungszusagen erhalten; diese Priorisierung ergibt sich aus den tiefen Kosten von Einmalvergütungen und aus den raumplanerischen Zielen;
2. Die Ausschreibungsvolumen von Grossanlagen haben sich nach der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und den energie- und klimapolitischen Zielen zu richten.

Alle gesetzlichen Grundlagen für ein Wartelistenmanagement lehnen wir ab, weil wir der Meinung sind, dass wir heute ein Finanzierungsregime für einen Systemumbau zu mehr erneuerbaren Energien gestalten. Diese energiewirtschaftliche und klimapolitische Systemrelevanz erlaubt es nicht mehr, weiterhin dem Gedanken einer Warteliste anzuhängen.

Antrag Art. 37a Umlagefinanzierung für Kleinanlagen

¹ Die Investitionsbeiträge und die schweizweite Rückliefervergütung für Kleinanlagen gemäss Art. 19 werden von den Verteilnetzbetreibern, die Endkunden beliefern, als Zuschlag zu den Netzkosten verrechnet.

² Die Unternehmen dürfen die dabei entstehenden Kosten auf die Endkunden überwälzen und in die Energiepreise einrechnen.

³ Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

Begründung

Für die Kleinanlage wird keine Abgabe im Sinne des Netzzuschlags erhoben. Vielmehr soll eine Umlagefinanzierung im Strombereich wieder Einzug halten. Diese Regelung war bereits mit dem Energienutzungsbeschluss 1990 und mit dem Energiegesetz 1998 geschaffen worden und mit dem KEV-Zuschlag abgeschafft worden. Die jüngste Rechtsprechung auf europäischer Ebene zeigt, dass eine **Umlage statt eine Abgabe**, der richtige Weg ist, die erneuerbaren Energien verlässlich in das Versorgungssystem einzubauen. Daher vertreten wir die Ansicht, dass das heutige Abgaberegime grundsätzlich in ein Umlagesystem umzuwandeln ist. Sofern dies nicht möglich erscheint, sollte mindestens für Kleinanlagen ein verlässlicher Finanzierungsmechanismus gefunden werden. Das Umlageverfahren muss jetzt ins Energierecht transformiert werden, wie es in europäischen Nachbarländern auch vollzogen wurde und wie es bei der Umlage der Regelenergie und den Systemdienstleistungen bereits vollzogen wurde.

Antrag Art. 38 Auslaufen der Unterstützung

Ersatzlos streichen

Begründung

Wir setzen heute Regulierungen auf für die Transformation eines ganzen Energiesektors für die nächsten 30 Jahre. Dabei müssen sich das Marktdesign (wettbewerblich und grenzüberschreitend mit Strombörsen) und das Finanzierungsdesign (Preisstützungssystem aufgrund von Auktionen) langfristig ergänzen. Der hier im Artikel 38 formulierte Unterstützungsgedanke ist eine nicht mehr sachgerechte Formulierung. Denn wenn die Marktpreissignale langfristig genügen, dann werden in Auktionen die gleitenden Marktprämien gegen Null tendieren und sie erledigen sich von alleine. Stellen sich aber an den Strombörsen aber dauerhaft Preise ein, die nur noch den Grenzkosten der teuersten Anlage entsprechen, und tendieren diese Grenzkosten immer stärker gegen null, dann ist eine Finanzierung neuer Kapazitäten mittels der gleitenden Marktprämie zwingend nötig und kann dank seiner Flexibilität als kostenminimales Verfahren betrachtet werden. Einzig für Kleinanlagen kann von einer Unterstützung gesprochen werden, diese Unterstützung muss aber über einen schweizweiten Rücklieferatarif immer umlagefinanziert werden und orientiert sich an den Endkundenenergiepreisen. Das Auslaufen der Unterstützung ist kein verlässliches Signal bei der Gestaltung von Rahmenbedingungen. Eventualiter müsste es, wenn schon, so formuliert sein, dass 3 Jahre vor dem Auslaufen der Unterstützung die Bundesversammlung über die weitere Regulierung zum Umbau des Energiesystems mit den damaligen Erkenntnissen befindet.

Antrag Änderungen in anderen Erlassen

StromVG Art 9a (neu)

¹ Der Bundesrat definiert Zielsetzungen für die zusätzliche Produktion im Winterhalbjahr und für das langfristig benötigte Speicherinventar im Inland, das benötigt wird, um bei Engpässen oder Versorgungskrisen die Sicherheit der Stromversorgung aus inländischen Quellen zu gewährleisten. Er trägt dabei der Flexibilität der Nachfrage Rechnung.

² Für Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Zuschlag auf den Übertragungskosten von maximal 0.2 Rp/kWh erhoben. Daraus werden die Mehrkosten finanziert

- a. von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten, die durch die Ausrichtung der Produktion auf das Winterhalbjahr hervorgehen;
- b. für die Schaffung von Speichern;
- c. für den Ausbau der Sektorkopplung, soweit diese zur Vermeidung von Engpässen in der Stromversorgung beiträgt.

Reicht der Zuschlag auf den Übertragungskosten nicht aus, berichtet der Bundesrat den Eidgenössischen Räten und stellt Antrag auf eine Neuregelung.

³ Die Verwendung der Mittel nach Absatz 2 ist nichtdiskriminierend und nach wettbewerblichen Gesichtspunkten zu gestalten; es sind im Grundsatz alle Technologien zu berücksichtigen, die im Zuge einer vermehrt witterungsabhängigen Stromerzeugung eine systemdienliche Rolle übernehmen können. Bei der Beurteilung der Systemdienlichkeit soll anhand von technischen Kriterien die Multifunktionalität neuer Speicher berücksichtigt werden.

⁴ Der Bundesrat berichtet über die Verwendung der Mittel und deren Wirksamkeit im Rahmen des Monitorings nach Artikel 55 EnG.

Begründung

Die Leistungen in Art 9a dienen der Finanzierung von Investitionen, welche die Sicherstellung der Versorgung im Winterhalbjahr und die Vorhaltung von Leistung (kW) oder von Energie (kWh) im Hinblick auf Spitzenlasten verbessern. Diese Zielsetzung legt Art. 9 des StromVG bereits heute fest.

Was die Schaffung von Speichern anbelangt, sollen diese unabhängig von Technologie und Grösse im Netz anspruchsberechtigt sein; zentrales Kriterium soll die Systemdienlichkeit sein. Wettbewerbliche Verfahren sollen dazu dienen, wirtschaftliche Gesichtspunkte bei der Auswahl der Installationen zu berücksichtigen.

Die Beiträge an die Zusatzproduktion für das Winterhalbjahr und für die Speicherung ergänzen die Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds und können von der nationalen Netzgesellschaft direkt auf die Netzkosten umgelegt werden. Die Kosten der Bewirtschaftung von Speichern werden nicht mit den Mitteln nach Artikel 9a finanziert. Die Deckung von Reserve- und Vorhaltekosten gehört bereits zum Leistungsauftrag der Netzgesellschaft nach Artikel 20 StromVG und wird aus den ordentlichen Gebühren von Swissgrid bestritten. Swissgrid finanziert die Systemdienstleistungen auf Basis von Grenzkosten (Marktpreise für Nutzungskosten bereits vorhandener Speicher). Diese Marktpreise sind zu gering, um den Bau neuer Speicher zu veranlassen. Die Finanzierung neuer Speicher kann durch Investitionsbeiträge oder durch eine gleitende Marktprämie erfolgen. Das Gesetz macht dazu keine festen Vorgaben. Es ist am Bundesrat, die Modalitäten zu bestimmen und der Entwicklung anzupassen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung dieser Stellungnahme und stehen für Rückfragen jederzeit zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

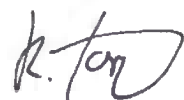
**INTERESSENGEMEINSCHAFT
BÜNDNER KONZESSIONSGEMEINDEN (IBK)**

Der Präsident:



Not Carl

Der Sekretär:



Reto Jörger

Hôtel du Gouvernement – 2, rue de l'Hôpital, 2800 Delémont

Office fédéral de l'énergie
Division Efficacité énergétique et énergies renouvelables
Service de coordination
3003 Berne

Hôtel du Gouvernement
2, rue de l'Hôpital
CH-2800 Delémont

t +41 32 420 51 11
f +41 32 420 72 01
chancellerie@jura.ch

Delémont, le 16 juin 2020

Révision de la loi sur l'énergie (mesures à partir de 2023) : réponse à la consultation

Monsieur le Directeur,
Madame, Monsieur,

Le Gouvernement jurassien a pris connaissance avec intérêt du dossier cité en référence et vous remercie de l'avoir consulté. Il prend position comme suit.

I Appréciation générale

De manière générale, le Gouvernement approuve la révision de la LEne. Celle-ci vise à instaurer une sécurité en matière de planification et des incitations à l'investissement, tout en renforçant la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Afin de réaliser ces objectifs, le Gouvernement continue à privilégier, du point de vue du système global et pour des raisons d'efficacité, l'introduction d'un système d'incitation pour tous les agents énergétiques. Cependant, en l'absence d'acceptation politique, la proposition de maintenir l'encouragement apparaît comme le seul moyen de poursuivre le développement nécessaire des énergies renouvelables en Suisse dans des délais raisonnables.

Le Gouvernement constate toutefois que le système de contributions uniques aux investissements, privilégié par le Conseil fédéral, ne prend pas suffisamment en compte l'incertitude considérable liée à l'évolution des prix de l'électricité et du tarif de reprise du courant injecté. Ce risque se répercute sur les porteurs de projets et peut les dissuader d'investir. Des garanties supplémentaires doivent être données afin d'encourager le développement de nouveaux projets.

L'essentiel de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables suisses durant les mois d'hiver est actuellement assuré par des centrales hydrauliques. Toutefois, le développement de ces centrales présente des limitations techniques. Le développement de l'énergie éolienne, qui fournirait également une part importante de l'énergie en hiver, se heurte à diverses résistances. Le potentiel de la biomasse agricole demeure limité et les perspectives de production d'électricité à partir de la géothermie sont très incertaines. Le photovoltaïque

(PV), en revanche, joue un rôle central, à côté de la force hydraulique, en raison de son potentiel d'expansion relativement rapide et de son acceptation élevée au sein de la population. L'intention du projet d'accélérer le développement du photovoltaïque est donc à saluer. Il serait également opportun, au vu de la catastrophe forestière observée, de renforcer les mesures pour l'utilisation du bois-énergie.

Un développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité, en particulier durant les mois d'hiver, augmente la capacité d'autosuffisance et donc la sécurité de l'approvisionnement, qui doit rester une priorité. Le Gouvernement demande ainsi que des éléments visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement à l'aide d'énergies renouvelables soient intégrés dès à présent, là où cela est pertinent, dans le cadre de la révision de la LEne. À cet égard, il convient de saluer la mise aux enchères du photovoltaïque évoquée dans le rapport explicatif pour l'électricité en hiver ainsi que le nouveau règlement sur les installations prioritaires dans le domaine de la force hydraulique.

Les divers aspects de la révision sont abordés ci-après.

II Prise de position sur divers aspects du projet

a Objectifs de développement et durée de l'encouragement

Le Gouvernement salue le caractère contraignant des objectifs de développement visés à l'art. 2 et la prolongation de la durée d'encouragement prévue à l'art. 38 LEne à fin 2035 pour l'ensemble des technologies. L'accroissement prévu des objectifs de développement à la suite de la procédure de consultation, basé sur les nouvelles perspectives énergétiques et sur le scénario de zéro émission nette pour 2050, est nécessaire. Il est probable que les valeurs indicatives de consommation selon l'art. 3 LEne doivent également être adaptées dans ce contexte. Si le suivi montre ultérieurement que les objectifs de développement ne sont pas atteints, le Conseil fédéral devra systématiquement demander les mesures supplémentaires qu'il juge nécessaires (cf. art. 55, al. 3, LEne).

Il est extrêmement difficile d'évaluer les mesures contenues dans le projet et d'estimer les coûts jusqu'à ce que les nouveaux objectifs de développement soient connus. La décarbonisation et le renforcement de l'électrification qui en résulte posent à la Suisse des défis majeurs qui ne peuvent être maîtrisés sans l'acceptation des politiques et de la population. C'est notamment pour cette raison que les coûts de l'encouragement prévu doivent être indiqués de manière transparente et communiqués clairement même si les objectifs de développement sont adaptés ultérieurement.

Propositions :

- Accroissement des objectifs de développement et révision des valeurs indicatives de consommation sur la base des nouvelles perspectives énergétiques (EPCH 2050+) et de l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050;
- Communication transparente des coûts associés au développement des énergies renouvelables.

b Efficacité énergétique

Dans son projet, le Conseil fédéral n'envisage aucune modification dans le domaine de l'efficacité énergétique. Il n'ajuste ni les valeurs indicatives de consommation, ni les instruments associés. Il existe pourtant une forte pression appelant à ne pas seulement compenser les énergies fossiles et nucléaires par des énergies renouvelables, mais aussi à réduire la consommation.

Proposition :

- De la même manière que pour la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (art. 2), les valeurs indicatives mentionnées à l'art. 3 doivent être traduites en objectifs contraignants.

c Photovoltaïque (PV)

Le Gouvernement salue l'intention du projet d'accélérer le développement du photovoltaïque. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) estime à 67 TWh/an le potentiel d'électricité solaire des toits et des façades de maisons en Suisse dont l'exposition est moyenne à excellente. Les cantons contribuent à ce développement par le biais des prescriptions relatives à la production propre de courant dans les bâtiments à construire contenues dans le MoPEC 2014¹ et entrées en vigueur dans le canton du Jura le 1^{er} avril 2019.

Si le maintien des contributions d'investissement pour les petites installations est à saluer, l'efficacité de l'encouragement induit par l'introduction d'appels d'offres pour les grandes installations photovoltaïques doit être renforcée. Celles-ci peuvent en effet apporter une contribution importante à la sécurité de l'approvisionnement. L'avantage des mises aux enchères prévues réside dans le fait que les fonds seront utilisés de manière plus efficace et plus efficiente et que les grandes installations les plus avantageuses seront construites.

Le modèle reste très vague en ce qui concerne la forme que prendront les mises aux enchères. Le Conseil fédéral peut décider de la fréquence et du volume annuel des appels d'offres, ainsi que de la taille des installations à partir desquelles il est obligatoire de procéder à une mise aux enchères. Il semble important de s'assurer qu'une distinction soit faite entre les petits et grands exploitants d'installations afin d'adapter la charge administrative à leurs capacités respectives. Sur la base de l'expérience des cantons dans le secteur du bâtiment, le Gouvernement suggère que des mises aux enchères soient organisées pour les installations de 300 kWp et plus.

Afin d'atteindre des objectifs de développement aussi ambitieux, l'encouragement doit servir à garantir que la totalité de la surface du toit adaptée au photovoltaïque soit utilisée et que celle-ci ne soit pas seulement optimisée pour la consommation propre. En conséquence, le Gouvernement salue l'augmentation de la contribution d'investissement de 60% pour les installations sans consommation propre, conformément à l'art. 25, al. 3, LEne. En vertu de

¹ Selon le MoPEC 2014, les nouveaux bâtiments doivent produire une partie de l'électricité dont ils ont besoin.

L'installation de production d'électricité installée sur ou à proximité du bâtiment doit générer au moins 10 W/m² de surface de référence énergétique, mais sans imposer une puissance égale ou supérieure à 30 kW. Si cette exigence était appliquée de manière généralisée, une puissance PV annuelle de 85 MWp, soit une production d'électricité de 85 GWh, serait générée chaque année en plus par les nouveaux bâtiments.

l'art. 25a, al. 2, LEnE, le Conseil fédéral peut également prévoir des mises aux enchères séparées à des conditions différentes pour les installations avec et sans consommation propre. Une telle distinction est très importante, car les grandes installations photovoltaïques sans consommation propre ne sont pratiquement jamais mises en œuvre dans l'environnement actuel et celles avec consommation propre ont jusqu'à présent été construites sans mesures supplémentaires. De plus, toujours avec le même objectif de couvrir la totalité des toits, le Gouvernement demande d'introduire un bonus pour les installations qui exploitent pleinement toute la surface disponible.

Afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement, le Gouvernement estime nécessaire de bonifier l'utilisation ciblée des fonds d'encouragement pour la production d'électricité à partir d'installations photovoltaïques pendant les mois d'hiver. Selon le rapport explicatif, le Conseil fédéral peut choisir comme critère d'adjudication la contribution d'une installation photovoltaïque à la production d'électricité durant le semestre d'hiver, ce qui doit être salué expressément. Toutefois, des incitations financières supplémentaires devraient également être créées pour la production d'électricité pendant le semestre d'hiver, dans le cadre de la rétribution unique ordinaire (en dehors des mises aux enchères).

En fin de compte, le développement des installations photovoltaïques dépend non seulement de l'encouragement, mais aussi, dans une large mesure, de la méthode de calcul des redevances de réseau et des tarifs de rachat. Par exemple, les redevances de réseau, qui sont axées sur un prix du travail, incitent à optimiser la consommation propre, bien que du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement, il serait souhaitable que les toits soient entièrement couverts de modules photovoltaïques. En outre, les tarifs de rachat très différents d'une région à l'autre, non fondés sur le marché, donnent lieu à une production d'électricité qui ne correspond pas aux exigences du marché. Il faut donc saluer le fait que les tarifs d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux soient adaptés dans le cadre de la révision de la LApEI. En ce qui concerne les tarifs de rachat, il est souhaitable qu'ils soient uniformes dans toute la Suisse et qu'ils reflètent les facteurs saisonniers. Dans le canton du Jura, la baisse des tarifs de reprise de BKW a eu un impact négatif sur le développement des installations photovoltaïques.

Pour terminer en ce qui concerne les futures installations, le Gouvernement estime qu'il serait pertinent d'évaluer la possibilité de simplifier les procédures d'autorisations pour les installations solaires. La procédure d'annonce prévue pour les panneaux en toiture pourrait être étendue à d'autres cas, tel que l'installation en façade.

Enfin, le Gouvernement constate que de nombreuses installations, en particulier agricoles, ont été réalisées en anticipant une décision positive de Swissgrid et ont été préétablies avec les modifications et limitations introduites avec la nouvelle loi sur l'énergie entrée en vigueur en 2018. En effet, si le projet a été inscrit sur la liste d'attente après le 30 juin 2012 ou si la puissance est inférieure à 100 kW, il n'a pas pu bénéficier du SRI. L'introduction d'une disposition transitoire dans la loi pour les installations déjà en service au moment de l'entrée en vigueur de la loi en 2018 et qui ne sont pas au régime de la rétribution à l'injection (SRI) leur permettrait de bénéficier de la disposition de l'art. 25 al. 3 du projet de loi, même si l'installation a pu bénéficier de la RU prévue sous l'ancien régime. Elle apporterait un bol d'air bienvenu aux propriétaires concernés.

Propositions :

- Mise aux enchères à partir d'une installation de 300 kWp en tenant compte de la charge administrative présumée de l'exploitant;
- Bonification financière des installations photovoltaïques avec production d'électricité accrue pendant les mois d'hiver, y compris hors des mises aux enchères ;
- Bonification financière des installations couvrant la totalité de la toiture ;
- Instauration d'un tarif minimal de reprise du courant injecté pour les petites installations qui ne sont pas soumises à la commercialisation directe ;
- Introduction d'une disposition transitoire pour les installations déjà en service au moment de l'entrée en vigueur de la loi en 2018 et qui ne bénéficient pas du système de rétribution de l'injection (SRI).

d Force hydraulique

L'abandon progressif de l'énergie nucléaire place la force hydraulique au cœur de la production indigène de l'électricité. La force hydraulique joue un rôle central, notamment pour la sécurité de l'approvisionnement pendant les mois d'hiver. Les investissements dans les grandes centrales hydrauliques sont réalisés par les entreprises d'approvisionnement en énergie dans un horizon de 60 à 80 ans et en fonction d'aspects purement économiques. Ils sont en concurrence directe avec les investissements dans d'autres installations de production d'énergie (renouvelable) à l'étranger effectués de façon intensive ces dernières années. Les recettes attendues en Suisse dépendent de l'évolution des prix en Europe et ailleurs dans le monde, échappant ainsi au contrôle de la politique suisse. En outre, il existe des incertitudes causées par les réglementations et les subventions étrangères.

Actuellement, la construction de nouvelles installations hydrauliques et le développement de la force hydraulique en Suisse ne sont techniquement possibles que dans une certaine mesure, notamment en raison des réglementations environnementales strictes. Malgré le doublement des moyens financiers, les contributions d'étude et d'investissement ne seront pas forcément suffisantes pour le lancement des projets nécessaires. En effet, bien que les entreprises d'approvisionnement en énergie disposent de capitaux suffisants, elles ont considéré jusqu'à présent que le risque des recettes futures pour un horizon d'investissement de 60 à 80 ans était trop élevé. Le Gouvernement est favorable à la proposition de règlement visée à l'art. 26, al. 7, LEne, sur les installations prioritaires en tant que mesure de renforcement de la sécurité de l'approvisionnement, notamment parce qu'elle servira d'outil aux autorités décisionnelles pour évaluer l'intérêt national. Les priorités doivent être établies de manière transparente et être accessibles au public. Si l'on ne parvient pas à inciter à la construction de nouvelles installations et au développement jugés nécessaires, cela doit se faire dans le cadre du nouvel art. 9 LApEI (mesures en cas de mise en danger de l'approvisionnement). On peut toutefois se demander, dans l'hypothèse où la sécurité de l'approvisionnement serait compromise à moyen terme, s'il resterait suffisamment de temps pour construire ou agrandir une centrale fonctionnant à l'énergie renouvelable. C'est pourquoi les incitations pour la construction de nouvelles installations et le développement des installations existantes devraient s'appuyer principalement sur l'encouragement.

Pour les centrales existantes, de 2020 à 2050, il est prévu de renouveler des concessions d'environ 25 000 GWh, ce qui implique en principe également que des investissements devront être réalisés en termes de modernisation et d'agrandissement et que des normes

environnementales exhaustives devront être respectées. En raison des possibilités de développement limitées, l'entretien des grandes centrales hydrauliques existantes est d'une importance capitale pour la sécurité de l'approvisionnement. La suppression des contributions d'investissement destinées aux rénovations de grandes centrales hydrauliques laisse craindre que les exploitants de centrales électriques ne réalisent que les investissements qui sont absolument nécessaires.

Avec l'élimination de la prime de marché, les grandes centrales hydrauliques perdent un instrument qui leur assure une base de revenus minimale lorsque le prix de marché reste bas sur une longue période. En raison de son incompatibilité avec un éventuel accord sur l'électricité avec l'UE, l'élimination de la prime de marché s'impose. Néanmoins, un mécanisme acceptable pour l'UE doit être trouvé, afin de garantir le maintien de l'énergie hydraulique suisse à l'avenir lorsque le prix de l'électricité subirait des tensions sur une période prolongée. Ce besoin existe aussi bien pour des investissements dans des rénovations importantes de centrales existantes que pour des investissements dans des nouvelles constructions et des agrandissements. Le nouveau mécanisme de couverture à créer pourrait par conséquent être lié aux nouvelles constructions et agrandissements ainsi qu'à d'importantes rénovations. Il devrait être spécifique à chaque centrale et tenir compte de la contribution à la sécurité de l'approvisionnement – moyennant une transparence totale de la part de l'exploitant. De cette manière, la volonté d'investir pourrait être considérablement accrue sans un recours excessif aux fonds publics.

Propositions :

- En principe: création de la sécurité de la planification et de l'investissement requise pour la force hydraulique avec son long horizon d'exploitation de 60 ans ou plus;
- Introduction d'un mécanisme de couverture acceptable pour l'UE si le prix de marché reste très bas à long terme. Ce mécanisme serait lié à des nouvelles constructions et agrandissements ainsi qu'à des rénovations importantes et serait accordé de manière spécifique à chaque centrale, en tenant compte de la contribution à la sécurité de l'approvisionnement.

e Énergie éolienne

Malheureusement, l'énergie éolienne en Suisse se heurte à des résistances plus ou moins importantes du point de vue du paysage, de la nature et de l'environnement. Bien planifiée, elle offrirait pourtant de très bonnes conditions pour la production d'électricité en hiver et servirait ainsi à assurer la sécurité de l'approvisionnement. C'est pourquoi le Gouvernement est favorable à la poursuite du soutien au-delà de 2022, ainsi qu'au passage au système de contribution d'investissement. La contribution d'investissement proposée de 15 millions par an devrait être augmentée.

L'introduction des contributions d'étude de projets est à saluer. Par contre, le Gouvernement déplore le fait que celles-ci ne doivent être utilisées que pour la mesure du vent. Les coûts de planification et le temps de mise en œuvre des éoliennes sont très élevés, notamment en raison de la résistance dont elles font souvent l'objet, et sont donc particulièrement risqués.

Propositions :

- Augmentation de la somme annuelle des contributions d'investissement pour l'énergie éolienne (>15 millions);

- Introduction de contributions d'étude de projet étendues, ne se limitant pas aux mesures du vent.

f Bois-énergie

Au vu de la situation catastrophique dans laquelle se trouvent actuellement les forêts, la promotion de l'utilisation du bois doit être renforcée. Si le potentiel de l'énergie du bois est mieux exploité, elle pourrait contribuer davantage à l'indépendance de la Suisse vis-à-vis des marchés étrangers de l'électricité, à la réduction des émissions de CO₂ et à la création de valeur ajoutée régionale. Un autre avantage est la production d'énergie en bande, qui est importante dans le contexte du démantèlement prévu des centrales nucléaires. La consommation de bois d'énergie en Suisse pourrait facilement être doublée sans que les forêts ne soient surexploitées. La matière première renouvelable qu'est le bois devrait donc être plus fortement intégrée dans la stratégie énergétique. Les contributions d'investissement devraient être liées, en regard de la sécurité de l'approvisionnement, à des conditions relatives à la production en électricité et en chaleur durant le semestre d'hiver.

Proposition :

- Le versement des contributions d'investissement pour les centrales à bois devrait être lié, en regard de la sécurité de l'approvisionnement, à des conditions relatives à la production en électricité et en chaleur durant le semestre d'hiver.

g Autres technologies

Le Gouvernement salue le maintien de l'encouragement pour les installations de biogaz et la géothermie au-delà de 2022, ainsi que le passage au système des contributions d'investissement, même si la rentabilité des installations de biogaz n'en reste pas moins difficile. Il approuve également les contributions d'étude de projets proposées.

h Autres aspects

La révision de la LEn est étroitement liée à la révision de la LApEI. Le Gouvernement estime que les deux projets devraient être examinés simultanément au Parlement. S'il n'est pas possible de faire entrer les nouvelles réglementations en vigueur à partir de 2023, il existe un risque de lacune dans la réglementation et d'interruption de l'encouragement. La lacune se situerait non seulement dans le système de rétribution de l'injection pour l'énergie éolienne, la géothermie et la biomasse, qui est limité à fin 2022, mais aussi dans la prime de marché pour la force hydraulique ainsi que dans la priorité accordée aux énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI (méthode du prix moyen).

Proposition :

- Si la loi révisée ne devait pas entrer en vigueur à partir de 2023, les règlements qui expirent (système de rétribution de l'injection, prime de marché et priorité aux énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base) devraient être prorogés.

Le Gouvernement vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, Madame, Monsieur, l'expression de sa considération distinguée.

AU NOM DU GOUVERNEMENT DE LA
RÉPUBLIQUE ET CANTON DU JURA


Martial Courtet
Président




Gladys Winkler Docourt
Chancelière d'Etat

Distribution par voies postale et électronique (word et pdf à EnG@bfe.admin.ch)



Bau-, Umwelt- und Wirtschaftsdepartement

Bahnhofstrasse 15
Postfach 3768
6002 Luzern
Telefon 041 228 51 55
buwd@lu.ch
www.lu.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuer-
bare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Luzern, 30. Juni 2020

Protokoll-Nr.: 826

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Sommaruga, *liebe Simonetta*
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 haben Sie die Kantonsregierungen zur Vernehmlassung zum oben genannten Verordnungsentwurf eingeladen. Im Namen und Auftrag des Regierungsrates nehme ich wie folgt Stellung zum Vorentwurf des Energiegesetzes vom April 2020:

I. Allgemeine Beurteilung

Der Kanton Luzern verfolgt mit seiner Energie- und Klimapolitik das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf netto Null zu reduzieren. Zur Senkung der Treibhausgasemissionen werden in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr fossile Brenn- und Treibstoffe durch erneuerbare Technologien ersetzt. Durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen-Technologien für Gebäude, aber auch geeignete Industrie-Prozesse sowie Elektrofahrzeuge im Bereich Mobilität / Verkehr steigt der Stromverbrauch. Um den erwarteten Mehrbedarf an Strom decken zu können sowie Produktion und Bedarf im Jahresverlauf in Einklang zu halten, braucht es einen deutlichen Ausbau an erneuerbarer Stromproduktion, Verbesserungen in der Energieeffizienz und den Ausbau von Speichertechnologien.

Der Kanton Luzern verfolgt wie der Bund das Ziel, die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen auszubauen. Bis 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtendenergieverbrauch im Kanton Luzern auf 30% erhöht werden. Weitere Ausbauschritte werden notwendig sein, um die Ausbauziele des Bundes im Kanton Luzern erreichen zu können und einen Beitrag zum Stromsystem der Zukunft leisten zu können. Die Verlängerung der Förderung für erneuerbare Energien stützt unsere kantonalen Zielsetzungen in diesem Bereich.

Wir begrüßen die Revision des Energiegesetzes mit der Intention, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken. Aus unserer Sicht kann der Ausbau der Stromproduktion mit der Einführung eines Lenkungs-systems ökonomisch effizienter gestaltet werden als dies mit dem heutigen und dem in der

Revision dargelegten Fördersystem der Fall ist. Aufgrund der fehlenden politischen Akzeptanz sehen wir jedoch in der vorgeschlagenen Verlängerung der Förderung momentan den einzigen praktikablen Weg, um den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz rechtzeitig voranzutreiben.

Die namhafte Produktion von Strom mit schweizerischen erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr erfolgt zurzeit vor allem durch Wasserkraftwerke, aber deren weiterer Ausbau ist technisch nur noch beschränkt möglich. Der Ausbau der Windkraft, welche ebenfalls einen hohen Winteranteil liefern würde, ist zu fördern und zu unterstützen, aber unterschiedlichen Widerständen ausgesetzt. Das Potenzial an Biomasse ist begrenzt und die Aussichten für die Stromproduktion mittels Geothermie unsicher. Die **Photovoltaik** (PV) hingegen nimmt aufgrund der vergleichsweise schnellen Zubaumöglichkeit und der hohen Akzeptanz in der Bevölkerung neben der Wasserkraft eine zentrale Rolle ein. Daher ist die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen, zu begrüßen.

Durch den Wegfall der Kernenergie wird sich der Mangel an einheimischer Stromproduktion im Winterhalbjahr weiter akzentuieren. Bei der Gestaltung des zukünftigen Strommix in der Schweiz ist dies die grösste Herausforderung. Dem wird unserer Ansicht nach mit der vorliegenden Revision des Energiegesetzes und der vorgeschlagenen Gestaltung des Fördersystems zu wenig Rechnung getragen. Hier sollten klarere Anreize für die Produktion von Winterstrom geschaffen werden. Ein forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromproduktion, vor allem im Winterhalbjahr, erhöht die Fähigkeit zur Selbstversorgung und damit die Versorgungssicherheit. Entsprechend fordern wir, dass bereits im Rahmen der Revision des Energiegesetzes, wo sinnvoll, **Elemente zur Stärkung der Versorgungssicherheit** mittels erneuerbaren Energien eingebaut werden.

Die **Grosswasserkraft** spielt im Kanton Luzern aufgrund seiner topografischen Gegebenheiten in der Stromproduktion zwar keine Rolle, ist jedoch für die Versorgungssicherheit im Kanton entscheidend. Im Zusammenhang mit der Gewährleistung der Versorgungssicherheit für den Kanton Luzern wie auch für die Schweiz unterstützen wir die Forderungen der EnDK zur Unterstützung der Grosswasserkraft.

II. Stellungnahme zu einzelnen Aspekten der Vorlage

a) Ausbauziele und Förderzeitraum

Wir begrüßen das **Verbindlichmachen der Ausbauziele** in Art. 2 und die in Art. 38 EnG für alle Technologien festgehaltene Verlängerung des Förderzeitraums bis Ende 2035. Die im Anschluss an die Vernehmlassung geplante Erhöhung der Ausbauziele gestützt auf die neuen Energieperspektiven und das Netto-Null-Szenario für 2050 halten wir für notwendig. Vermutlich sind in diesem Zusammenhang auch die Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 EnG anzupassen. Sollte sich anhand des Monitorings später abzeichnen, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden, müssen vom Bundesrat konsequent zusätzlich notwendige Massnahmen beantragt werden (vgl. Art. 55 Abs. 3 EnG).

Die Bewertung der in der Vorlage enthaltenen Massnahmen sowie eine **Kostenschätzung** ist bis zum Vorliegen der neuen Ausbauziele überaus schwierig. Die Dekarbonisierung und die daraus resultierende verstärkte Elektrifizierung stellt die Schweiz vor grosse Herausforderungen, die ohne die Akzeptanz von Politik und Bevölkerung nicht gemeistert werden können. Nicht zuletzt deshalb müssen die Kosten für die geplante Förderung transparent ausgewiesen und auch bei einer möglichen späteren Anpassung der Ausbauziele offen kommuniziert werden.

Anträge:

- Erhöhung der Ausbauziele und Überprüfung der Verbrauchsrichtwerte gestützt auf neue Energieperspektiven (EPCH 2050+) und Netto-Null-Ziel für 2050;
- Transparentes Ausweisen der für den Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlichen Kosten.

b) Photovoltaik (PV)

Wir begrüssen die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen. Das Bundesamt für Energie (BFE) schätzt das Solarstrompotenzial der mittelmässig bis hervorragend geeigneten Schweizer Dächer und Hausfassaden auf insgesamt 67 TWh/Jahr. Die Kantone leisten bei diesem Ausbau durch die **Vorschrift zur Eigenstromerzeugung für Neubauten** in den MuKE 2014 einen Beitrag.

Während wir im Bereich der Kleinanlagen das Beibehalten von Investitionsbeiträgen begrüssen, schätzen wir die **Erhöhung der Fördereffizienz durch die Einführung von Auktionen** für grosse PV-Anlagen, da diese einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Die vorgeschlagene Auktionierung von Einmalvergütungen ist jedoch nicht zielführend und stellt einen ungenügenden Anreiz für potentielle Investoren dar. Durch die auch langfristig volatilen Strommarktpreise werden Investoren aufgrund der hohen Marktrisiken abgeschreckt. Um die Marktexposure für grossen PV Anlagen zu minimieren, werden die PV Anlagen in erster Linie eigenverbrauchsoptimiert ausgelegt. Dies führt schlussendlich dazu, dass nur ein Bruchteil der vorhandenen Dachflächen für die PV Anlagen genutzt wird, was nicht im Sinne der Förderung sein kann.

Für **Grossanlagen sämtlicher Technologien**, insbesondere aber der PV Anlagen, bevorzugt der Kanton Luzern deshalb die Auktionierung von **gleitenden Marktpremien**. Dieses Instrument, welches auch im benachbarten Ausland zum Einsatz kommt, sorgt für eine Aufteilung des langfristigen Marktpreisrisikos zwischen Investoren und Endverbrauchern. Dadurch erhöht sich – getrieben durch tiefere Renditeerwartungen der Investoren – die Fördereffizienz bzw. senkt sich der Mittelbedarf (mehr produzierte kWh pro Förderfranken). Gleitende Marktpremien ermöglichen zudem einfach eine spezifische Anreizung der für die Versorgungssicherheit besonders wichtigen Winterproduktion sowie einen fairen Miteinbezug von Anlagen mit Eigenverbrauch. Sie verhindern zudem, dass Investoren im Falle unerwartet steigender Marktpreise doppelt und übermässig profitieren.

Schlussendlich hängt der Zubau von PV-Anlagen nicht nur von der Förderung, sondern auch in wesentlichen Teilen von der Berechnungsweise der **Netzentgelte** sowie der **Rückliefertarifierung** ab. Wir begrüssen die Absicht des Bundesrats, die Vergütung im Rahmen der Abnahmepflicht strikt am Marktpreis auszurichten. Damit wird nicht ausgeschlossen, dass einzelne Käufer im freien Markt auch mehr bezahlen dürfen, etwa im Rahmen von Quartierstrom-Märkten und Energiegemeinschaften.

Anträge:

- Auktionierung von gleitenden Marktpremien für Grossanlagen sämtlicher Technologien;
- Finanzielle Besserstellung von PV-Anlagen mit erhöhter Stromproduktion im Winterhalbjahr, auch ausserhalb von Auktionsverfahren;
- Die Mindestvergütung im Rahmen der Abnahmepflicht des Stroms von PV Anlagen soll sich strikt am Marktpreis ausrichten.

c) Wasserkraft

Die Wasserkraft wird mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft zum **Rückgrat der inländischen Stromproduktion** und nimmt insbesondere für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr eine zentrale Rolle ein. Die Investitionen in die Grosswasserkraft werden von

den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Sie stehen in direkter Konkurrenz zu Investitionen in andere (erneuerbare) Energieerzeugungsanlagen im Ausland, welche in den letzten Jahren rege getätigt wurden. Die zu erwartenden Erträge in der Schweiz hängen von den Preisentwicklungen in Europa und der ganzen Welt ab und sind damit von der Schweizer Politik nicht beeinflussbar. Hinzu kommen Unsicherheiten, die durch ausländische Regulierungen und Förderungen ausgelöst werden.

Der **Neubau und weitere Ausbau** der Wasserkraft in der Schweiz ist technisch und aufgrund der strengen Umweltauflagen heute nur noch beschränkt möglich. Auch wenn wir die vorgeschlagene Verdopplung der Finanzmittel begrüßen, haben wir starke Zweifel, dass die nötigen Projekte einzig mit Projektierungs- und Investitionsbeiträgen ausgelöst werden. Während die Energieversorgungsunternehmen nämlich über genügend Kapital verfügen, erachteten sie das Risiko für künftige Erträge bei einem Investitionshorizont von 60 bis 80 Jahren bisher als zu hoch. Wir erachten deshalb die Möglichkeit der Teilnahme von Kleinwasserkraftwerken (<10 MW) an der **Auktionierung von gleitenden Marktpremien** für zielführender als die Förderung mittels Investitionsbeiträgen.

Als Mittel zur Stärkung der Versorgungssicherheit begrüßen wir die vorgeschlagene Regelung gemäss Art. 26 Abs. 7 EnG zu den prioritären Anlagen, insbesondere auch weil sie den Entscheidbehörden bei der Abwägung des nationalen Interesses als Hilfe dient. Die Priorisierung sollte transparent erfolgen und für die Öffentlichkeit einsehbar sein. Gelingt es nicht, den nötigen Neu- und Ausbau anzureizen, muss dieser im Rahmen des neu zu gestalten- den Art. 9 StromVG (Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung) erfolgen. Es ist jedoch fraglich, ob die Zeit für den Neu- oder Ausbau eines erneuerbaren Kraftwerks bei einer mittelfristigen Abzeichnung einer Gefährdung der Versorgungssicherheit noch ausreicht, weshalb der Neu- und Ausbau primär über die Förderung angereizt werden sollte.

Bei den **bestehenden Kraftwerken** stehen zwischen 2020 und 2050 Konzessionserneuerungen von rund 25'000 GWh an, im Rahmen derer in der Regel auch Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden und umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen. Aufgrund der begrenzten Zubaumöglichkeit ist der Erhalt der bestehenden Grosswasserkraftwerke für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung. Wir kritisieren entsprechend den Wegfall von Investitionsbeiträgen für die Erneuerungen von Grosswasserkraftwerken, weil wir befürchten, dass damit von den Kraftwerksbetreibern nur noch die absolut notwendigen Investitionen getätigt werden. Die Kleinwasserkraft wird hier bevorzugt, obwohl sie ökologisch zu gewichtigeren Eingriffen führt.

Mit dem **Wegfall der Marktpremie** verliert die Grosswasserkraft ein Instrument, welches ihr in Zeiten mit anhaltend tiefen Marktpreisen eine minimale Ertragsbasis sichert. Aufgrund deren Nicht-Kompatibilität mit einem möglichen Stromabkommen mit der EU können wir deren Auslaufen nachvollziehen. Dennoch sind wir der Ansicht, dass ein von der EU akzeptierbarer Mechanismus gefunden werden muss, welcher die Schweizer Wasserkraft in Zeiten mit anhaltenden Strompreisverwerfungen auch in Zukunft absichern kann. Dieses Bedürfnis besteht sowohl bei Investitionen in wesentliche Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken als auch bei Investitionen in Neu- und Ausbauten. Der neu zu schaffende Absicherungsmechanismus könnte deshalb an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpfen. Er sollte – gegen vollständige Transparenz von Seiten des Betreibers – kraftwerk-spezifisch und unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit erfolgen. Auf diese Weise könnte die Investitionsbereitschaft ohne den übermässigen Einsatz von öffentlichen Mitteln entscheidend erhöht werden.

Anträge:

- Grundsätzlich: Schaffung der erforderlichen Planungs- und Investitionssicherheit für die Wasserkraft mit ihrem langen Betriebshorizont von 60 und mehr Jahren;

- Beibehalten von Investitionsbeiträgen für die Erneuerung von bestehenden Grosswasserkraftwerken;
- Zulassung zur Teilnahme von Kleinwasserkraftwerken (<10 MW) an der Auktionierung von gleitenden Marktprämien;
- Einführung eines von der EU akzeptierbaren Absicherungsmechanismus (z.B. Risikoprämie) bei langfristig sehr tiefen Marktpreisen, welcher an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpft und kraftwerkspezifisch unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit gewährt wird.

d) Windkraft

Bedauerlicherweise stösst die Windenergie in der Schweiz auf unterschiedlichen Widerstand aus Landschafts-, Natur- und Umweltperspektive. Sie würde sehr gute Voraussetzungen zur **Winterstromproduktion** bieten und damit der Versorgungssicherheit dienen. Entsprechend begrüssen wir die Weiterführung der Förderung über 2022 hinaus. Allerdings sind wir auch bei der Windkraft der Meinung, dass eine Förderung über die **Auktionierung von gleitenden Marktprämien** zielführender ist.

Während wir die Einführung von **Projektierungsbeiträgen** begrüssen, kritisieren wir, dass diese nur für die Windmessung gesprochen werden sollen. Die Planungskosten und die Realisierungszeit für Windenergieanlagen sind, nicht zuletzt aufgrund des verbreiteten Widerstands, sehr hoch und dadurch besonders risikoreich.

Die vorgeschlagene **Untergrenze der Förderung** von 10 MW verhindert allenfalls bereits die Projektierungsphase für kleinere Windparks mit zwei bis drei Anlagen im 3 MW-Bereich. Insbesondere werden dadurch Windparks verhindert, welche in grösserem Masse auf landschaftliche und ökologische Anforderungen Rücksicht nehmen und kleinere Anlagen realisieren möchten. Das gleiche gilt auch für ein Repowering von bestehenden Anlagen. Die Begrenzung für die Ausbezahlung von Förderbeiträgen soll deshalb auf 5 MW oder tiefer heruntergesetzt werden.

Anträge:

- Teilnahme der Windenergie an der Auktionierung von gleitenden Marktprämien;
- Einführung von weitergehenden Projektierungsbeiträgen (>Windmessung);
- Reduktion der Förderuntergrenze auf 5 MW oder weniger.

e) Übrige Technologien

Der Kanton Luzern weist ein hohes Potential an Biomasse im Bereich der Land- und Holzwirtschaft aus. Daher begrüssen wir die Weiterführung der Förderung im Bereich der Biogasanlagen und bei Holzkraftwerken. Als wichtiger Agrarkanton sind für unsere Landwirtschaft auch immer wieder Alternativen für die Wertschöpfung gesucht. Wir wollen die künftige Funktion als «Energiewirt» in der Landwirtschaft stärken (Biogas/Wald). Dazu sollen noch konkretere Perspektiven für die Landwirte als Energiewirte aufgezeigt werden. Die Ausgestaltung der Förderung im Bereich der Holzverstromung sollte an Bedingungen zur Stützung der Stromproduktion im Winter geknüpft werden. Die vorgeschlagenen Projektierungsbeiträge begrüssen wir ebenfalls sehr.

Bei der Nutzung von Biomasse und Holz weisen wir darauf hin, dass deren Nutzung zur Stromproduktion vor allem für die Stützung des Strombedarfs im Winter von Bedeutung sein kann. Die Förderung müsste entsprechend ausgestaltet werden. Die Flexibilität der gleitenden Marktprämie, welche wir als Fördermechanismus vorschlagen, erlaubt eine entsprechende Ausgestaltung auch im Bereich der Stromproduktion aus Biogas und Holz.

Wir weisen ergänzend darauf hin, dass bei der Nutzung von Biomasse (Holz und Biomasse aus der Landwirtschaft) die Nutzung zur Stromproduktion und die Nutzung als direkte Wärmequelle gegeneinander abzuwägen sind. Gerade für den Ersatz von fossilen Brennstoffen in der Industrie sind erneuerbare Gase und Holz zukünftig als Wärmequellen für industrielle Prozesse strategisch zu positionieren und deren Einsatz ist entsprechend zu fördern.

Die Fortführung im Bereich der Geothermie-Förderung begrüssen wir ebenfalls. Gerade hier weisen wir auf die Bedeutung der Förderung bereits in der Phase der Projektierung hin, da Projekte im Bereich Geothermie hohe Investitionsrisiken aufweisen.

f) Speichertechnologien und Sektorkopplung

Die verstärkte Integration der witterungsabhängigen Stromerzeugung ist eine Herausforderung. Der Bundesrat hat bereits Anstrengungen in Richtung «smart grid» veranlasst, was zu begrüssen ist. Um die Integration neuer Kraftwerke mit erneuerbaren Energien weiter zu steigern, sollten auch die neuen Speichertechnologien in ihrer ganzen Bandbreite genutzt werden. Die Gesetzesrevision sollte deshalb ergänzt werden.

Wir begrüssen es, dass der Bundesrat allen Speichertechnologien ermöglichen will, ihre Flexibilität am Markt anzubieten. Angesichts der geldwerten Vorteile, die sie für das Gesamtsystem erbringen (Kostenersparnis für Systemdienstleistungen) sollten alle Technologien Rückgriff nehmen können auf die Finanzierungsinstrumente im Energiegesetz. Der vorgesehene Ausbau der Speicherkraftwerke ist zwar richtig, aber die neuen Technologien, insbesondere innovative Batterien, deren Preise ins Rutschen gekommen sind, wie auch synthetische Gase auf Basis von erneuerbaren Energien sollten dadurch keine Diskriminierung erfahren. Alle Speichertechnologien sollten punkto Netzgebühren gleichbehandelt werden; ihre rechtliche Stellung sollte in der laufenden Revision dringend harmonisiert werden, sodass es nicht länger zu Doppelbelastungen bei den Netzgebühren kommt.

III. Weitere für den Kanton Luzern wichtige Aspekte

a) Landwirtschaft

Die Landwirtschaft leistet über die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energie einen beachtlichen Beitrag zur Energiewende in der Schweiz. Dieser Beitrag ist im Besonderen durch die Bereitstellung von Strom aus Photovoltaikanlagen, sowie Strom, Wärme und Regenergie von landwirtschaftlichen Biogasanlagen möglich. Gemäss einer Studie von Agro-CleanTech könnte die Landwirtschaft theoretisch noch einen grösseren Beitrag leisten, nämlich bis im Jahr 2030 2'100 GWh/Jahr Strom aus erneuerbaren Energien produzieren. Damit das Potenzial bei Photovoltaikanlagen effektiv ausgeschöpft wird, braucht es unterschiedliche Finanzierungsmodelle je nach Grösse und Eigenverbrauch. In der Vergangenheit wurden häufig nur ineffiziente kleine Teilflächen installiert, da der Teil der Anlagen ohne Eigenverbrauch nicht rentabel betrieben werden konnte. Die vorgesehenen separaten Auktionen sind so zu gestalten, dass dadurch ein echter Anreiz für die Ausnützung des bestehenden Potenzials von Photovoltaikanlagen geschaffen wird, wie dies auch analog der parlamentarischen Initiative der UREK-N vom 10. Februar 2020 gefordert wird. Die Hemmnisse im Rahmen von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch gehören abgebaut. Damit die bestehenden Anlagen weiterhin ihren Strom einspeisen, ist der Bestandsschutz zu garantieren.

Anträge:

- Schaffung von echten Anreizen für die Ausnützung des bestehenden Potenzials von Photovoltaikanlagen im Sinne der parlamentarischen Initiative der UREK-N vom 10. Februar 2020

- Abbau von Hemmnissen im Rahmen von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch
- Bestandsschutz für bestehende Anlagen
- Anreize schaffen damit Landwirte auch Energiewirte werden

g) Waldwirtschaft

Eine ganzheitliche Nutzung der einheimischen Ressource Holz zugunsten der Klima-, Energie- und Biodiversitätspolitik ist unser Kernanliegen. Dabei ist die Förderung der Holzverwendung und Verbindung mit der CO₂-Thematik, neben der Unterstützung der Bioökonomiestrategie Schweizer Holz sowie der Förderung von Innovationen bei der Holzverarbeitung, eine wichtige Stossrichtung der neuen Strategie für die Schweizerische Wald- und Holzwirtschaft. Die Vorlage nimmt diese Ziele nur ungenügend auf und ist daher aus Sicht Wald- und Holzwirtschaft abzulehnen.

Die Motion von Siebenthal *Holzenergiepotenzial ausschöpfen* (19.3277) ist nicht erfüllt und kann deshalb aus folgenden Gründen nicht abgeschrieben werden:

- Das Energieholzpotential wird nach wie vor bei weitem nicht ausgeschöpft.
- Der Gesamtausstoss an Treibhausgasen der Schweiz beträgt rund 50 Millionen Tonnen pro Jahr. Alle heute in Betrieb stehenden Holzfeuerungen sparen rund 3 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr ein. Mit der Nutzung des noch verfügbaren Potenzials liessen sich die CO₂-Emissionen um zusätzlich über 1.5 Millionen Tonnen pro Jahr reduzieren. Dies ist die einfachste und sozialverträglichste Massnahme gegen den Klimawandel. Zudem schafft die vermehrte Holzenergienutzung Arbeitsplätze in den Regionen und leistet eine grosse regionale Wertschöpfung.
- Die Stossrichtung Holzverwendung und Verbindung mit der CO₂-Thematik ist wichtig für die Zielerreichung der neuen Strategie der Schweizerischen Wald- und Holzwirtschaft. Gemäss dem Beschluss der Konferenz für Wald, Wildtiere und Landschaft (KWL) soll die einheimischen Ressource Holz verstärkt und ganzheitlich zugunsten der Klima-, Energie- und Biodiversitätspolitik genutzt werden.
- Mit der Revision des Energiegesetzes wird vorwiegend die Stromproduktion berücksichtigt. Dabei werden auch heute noch über 40% des Endenergiesatzes für die Wärmeerzeugung verbraucht. Gemäss Schweizerischer Holzenergiestatistik des Bundesamts für Energie waren in der Schweiz 2018 insgesamt über 560'000 Holzenergieanlagen in Betrieb. Davon produzieren nur etwa 34 Anlagen Wärme und Elektrizität (Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen), der Rest produziert "nur" Wärme. Das gesamthaft genutzte Energieholz wird zu 5% in Elektrizität und zu 95% in Wärme umgewandelt.
- Das grosse Energieholzpotential in der Schweiz soll v.a. dezentral mit Wärmeverbünden besser genutzt werden. Die vom Parlament angenommene Motion beauftragt den Bundesrat, das Holzenergiepotenzial und damit die Energieressource Holz auszuschöpfen. Insbesondere dürfen Auflagen und Bedingungen die Weiterentwicklung nicht behindern und das Potenzial der Holzwärmeverbünde und der Holzstromproduktion ist voranzutreiben.
- Die aktuelle Situation im Schweizer Wald zeigt, wie wichtig der gesicherte Holzabsatz für den Waldschutz und die Sicherstellung der vielfältigen Waldleistungen ist. Auch wenn alles Holz einem möglichst hochwertigen Verwendungszweck zugeführt werden und die energetische Nutzung im Sinne der Kaskadennutzung von Holz mit Vorteil erst am Ende des Zyklus stattfinden sollte, kommt der Holzenergie eine sehr grosse Bedeutung zu. Aufgrund der Sortimentsverschiebungen (Nachfrage) und der Klimaveränderung (Produktion/Angebot) fällt schon heute im Wald zunehmend mehr Energieholz an. Die Potenziale sind bei Weitem noch nicht ausgeschöpft.
- Mit dem nun vorgeschlagenen Energiegesetz werden die Rahmenbedingungen lediglich für grosse, mit billigem Altholz betriebenen Holzkraftwerke mit bestehenden Wärmenet-

zen einigermaßen aufrechterhalten. Kleine, dezentrale Holzverstromungsanlagen werden kaum überleben können. Auch neue Anlagen haben nur mit Investitionsbeiträgen keine Überlebenschancen mehr.

- Die in den Erläuterungen zur Revision des Energiegesetzes angeführten Argumente zur Abschreibung der Motion 19.3277 berücksichtigen also nur gerade 5% der gesamten Energieholznutzung der Schweiz. Die übrigen 95% bleiben unberücksichtigt.

Aus energie-, wald- und klimapolitischen Gründen kann die Motion (19.3277) *Holzenergiepotenzial ausschöpfen* mit den vorgeschlagenen Änderungen des Energiegesetzes nicht als erfüllt betrachtet werden. Das Energiegesetz berücksichtigt vorwiegend die Stromproduktion, welche nur ca. 5% der gesamten Holzenergienutzung ausmacht. Damit wird das grosse Potential der Holzenergie in einer dezentralen Energieversorgung vernachlässigt. Es sind weitere Massnahmen zur vermehrten dezentralen Verwendung von Holz in Wärmeverbünden nötig.

Anträge:

Die mit der Motion *Holzenergiepotenzial ausschöpfen* geforderten Massnahmen werden mit der vorliegenden Revision nicht umgesetzt. Wir beantragen deshalb folgende Ergänzungen:

- Einspeisevergütung für Holzverstromungsanlagen mit den Einspeisetarifen gemäss dem Schreiben von Biomasse Suisse, Schweizerischer Verband für Umwelttechnik (SVUT), Ökostrom Schweiz und Holzenergie Schweiz vom 21. Oktober 2019;
- Abbau von Auflagen und Bedingungen in weiteren Erlassen.

IV. Weitere Aspekte

Die Revision des EnG steht in engem Zusammenhang mit der Revision des StromVG. Wir sprechen uns entsprechend für eine **gleichzeitige Beratung der beiden Vorlagen** im Parlament aus. Gelingt es nicht, die neuen Regelungen per 2023 in Kraft zu setzen, droht eine **Regelungslücke** und ein **Unterbruch der Förderung**. Die Lücke würde nicht nur beim bis Ende 2022 befristeten Einspeisevergütungssystem für Wind, Geothermie und Biomasse entstehen, sondern auch bei der Marktpremie für die Wasserkraft und bei der Priorisierung erneuerbarer Energien in der Grundversorgung gemäss Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG (Durchschnittspreismethode).

Wo Daten über Erzeugungsanlagen erfasst werden, regen wir einen modernen, offenen und kostenfreien Datenaustausch zwischen den Behörden aller Staatsebenen an. Diejenigen Daten, die aus Datenschutzgründen unbedenklich sind, sollen auch der Bevölkerung nach den Prinzipien von «open government data» zu Verfügung gestellt werden.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und die Berücksichtigung unserer Anträge.

Freundliche Grüsse



Fabian Peter
Regierungsrat



LE CONSEIL D'ÉTAT

DE LA RÉPUBLIQUE ET
CANTON DE NEUCHÂTEL

Par courriel :
EnG@bfe.admin.ch
Office fédéral de l'énergie OFEN
3003 Berne

Révision de la loi fédérale sur l'énergie (LEne)

Madame la conseillère fédérale,
Mesdames, Messieurs,

Le Conseil d'État de la République et Canton de Neuchâtel a pris connaissance du sujet de la consultation du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) et vous remercie de lui offrir la possibilité de donner son avis sur ce projet de révision de la loi fédérale sur l'énergie (LEne).

I Appréciation générale

De manière générale, le Conseil d'État approuve la révision de la LEne. Il adhère à la prise de position de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK). De plus, il émet les remarques et propositions complémentaires suivantes.

II Prises de position sur divers aspects du projet

a Objectifs de développement et période d'encouragement

Le Conseil d'État soutient l'introduction d'objectifs de production d'énergies renouvelables contraignants sur le long terme. Par contre, il lui manque des précisions quant aux mécanismes décrivant les mesures à prendre en cas de non atteinte de ces objectifs. Au vu du nouvel objectif d'un niveau net d'émissions de gaz à effet de serre nul en 2050, une décarbonisation de différents secteurs (transports, chaleur dans les bâtiments, etc.) devra avoir lieu et sera principalement compensée par une plus forte demande en électricité renouvelable, notamment pour l'électromobilité et les pompes à chaleur dans le bâtiment. C'est pourquoi, le Conseil d'État est d'avis que les objectifs proposés dans le projet de révision doivent être revus à la hausse.

b Photovoltaïque

Le Conseil d'État salue la volonté du Conseil fédéral d'accélérer le développement du photovoltaïque. Afin d'optimiser les montants de subvention disponibles, l'introduction d'appels d'offres permettra un renforcement de l'efficacité de l'encouragement. Pour favoriser une production d'électricité hivernale, nous estimons nécessaire de bonifier les installations photovoltaïques qui contribue à cet objectif.

Concernant le tarif de rachat, nous défendons l'idée qu'en plus des critères évoqués dans le projet (uniformité sur toute la Suisse et tarifs saisonniers), un tarif minimal soit fixé.

c Energie éolienne

Il est reconnu que la production d'électricité éolienne est importante pour améliorer la sécurité d'approvisionnement en hiver. Malheureusement de nombreux projets, dont plusieurs dans notre canton, se heurtent à des résistances par le biais d'oppositions. Nous soutenons la proposition de poursuivre le soutien par une contribution d'investissement au-delà de 2022 et, comme l'EnDK, que la somme annuelle dédiée à l'énergie éolienne soit augmentée.

d Autres technologies

Nous sommes d'accord avec le maintien de l'encouragement pour les installations de biomasse (biogaz, bois-énergie) et la géothermie au-delà de 2022 par un passage à un système basé sur des contributions d'investissement. Nous sommes convaincus par le potentiel intéressant qu'offre la géothermie dans notre pays, bien que cette technologie rencontre localement des oppositions. Le soutien au bois-énergie doit également être maintenu.

En vous remerciant de nous avoir consulté, nous vous prions de croire, Madame la conseillère fédérale, Mesdames, Messieurs, à l'expression de notre considération distinguée.

Neuchâtel, le 6 juillet 2020

Au nom du Conseil d'État :

La présidente,
M. MAIRE-HEFTI

La chancelière,
S. DESPLAND



M. Maire-Hefti

S. Despland



CH-6371 Stans, Dorfplatz 2, Postfach 1246, STK

PER E-MAIL

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Telefon 041 618 79 02
staatskanzlei@nw.ch
Stans, 30. Juni 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023). Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurden wir eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen wie folgt Stellung:

1 Allgemeine Beurteilung

Wir begrüssen die Revision des EnG mit der Intention, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken. Zur Erreichung dieser Ziele würden wir aus Sicht des Gesamtsystems und aus Effizienzgründen weiterhin die Einführung eines **Lenkungssystems für alle Energieträger** bevorzugen. Aufgrund der fehlenden politischen Akzeptanz sehen wir jedoch in der vorgeschlagenen Verlängerung der Förderung momentan den einzigen praktikablen Weg, um den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz rechtzeitig voranzutreiben.

Die namhafte Produktion von Strom mit schweizerischen erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr erfolgt zurzeit vor allem durch Wasserkraftwerke, aber deren weiterer Ausbau ist technisch nur noch beschränkt möglich. Der Ausbau der Windkraft, welche ebenfalls einen hohen Winteranteil liefern würde, ist unterschiedlichen Widerständen ausgesetzt. Das Potenzial an Biomasse ist begrenzt und die Aussichten für die Stromproduktion mittels Geothermie höchst unsicher. Die **Photovoltaik** (PV) hingegen nimmt aufgrund der vergleichsweise schnellen Zubaumöglichkeit und der hohen Akzeptanz in der Bevölkerung neben der Wasserkraft eine zentrale Rolle ein. Daher ist die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen, zu begrüssen.

Während die Planungssicherheit durch das Verbindlichmachen der Ausbauziele und die Verlängerung der Förderung mittelfristig erhöht wird, schaffen diese Massnahmen jedoch noch immer nicht für alle Produktionsarten die von uns bereits im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) geforderten Investitionsanreize. Investitionen in die **Grosswasserkraft**, bei der in den kommenden 30 Jahren ein Grossteil der Konzessionserneuerungen ansteht, werden von den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Dies unterscheidet sie von

Investitionen in erneuerbare Energien durch Private, die im allgemeinen geringere Renditeerwartungen stellen, weil unter Umständen auch nicht-wirtschaftliche Beweggründe eine Rolle spielen. Entsprechend sehen wir den in Art. 30 Abs.5 EnG festgehaltenen Auftrag an das Parlament, einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells zur Unterstützung der Grosswasserkraft auszuarbeiten, mit dieser Vorlage als nicht erfüllt. Dasselbe gilt für die von der UREK-S eingereichten Motionen, welche langfristige Anreize zu Investitionen in Stromerzeugungsanlagen für den Erhalt der Stromversorgungssicherheit fordern (Motionen 18.3000 und 19.3004).

Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit begrüssen wir deshalb die Absicht, **Art. 9 StromVG** mit einer Bestimmung zu ergänzen, wonach der Bundesrat Ausschreibungen zum Zubau von Stromproduktionskapazitäten durchführen kann, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten abzeichnen sollte. Auch wenn die konkrete Ausgestaltung von Art. 9 StromVG heute noch nicht bekannt ist, sind wir der Ansicht, dass die darin vorgesehenen Massnahmen nur sekundär ergriffen werden sollten. Primäres Ziel sollte es sein, es gar nicht erst zu einer "Gefährdung der Versorgung" kommen zu lassen. Ein forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromproduktion, vor allem im Winterhalbjahr, erhöht die Fähigkeit zur Selbstversorgung und damit die Versorgungssicherheit. Entsprechend fordern wir, dass bereits im Rahmen der Revision des EnG wo sinnvoll **Elemente zur Stärkung der Versorgungssicherheit** mittels erneuerbaren Energien eingebaut werden. Zu begrüssen ist diesbezüglich die im erläuternden Bericht angedachte PV-Auktionierung für Winterstrom und die neue Regelung zu prioritären Anlagen innerhalb der Wasserkraft.

Nachfolgend gehen wir auf die einzelnen Aspekte der Revision ein.

2 Stellungnahme zu einzelnen Aspekten der Vorlage

2.1 Ausbauziele und Förderzeitraum

Wir begrüssen das **Verbindlichmachen der Ausbauziele** in Art. 2 und die in Art. 38 EnG für alle Technologien festgehaltene Verlängerung des Förderzeitraums bis Ende 2035. Die im Anschluss an die Vernehmlassung geplante Erhöhung der Ausbauziele, gestützt auf die neuen Energieperspektiven und das Netto-Null-Szenario für 2050, halten wir für notwendig. Vermutlich sind in diesem Zusammenhang auch die Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 EnG anzupassen. Sollte sich anhand des Monitorings später abzeichnen, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden, müssen vom Bundesrat konsequent zusätzlich notwendige Massnahmen beantragt werden (vgl. Art. 55 Abs. 3 EnG).

Die Bewertung der in der Vorlage enthaltenen Massnahmen sowie eine **Kostenschätzung** ist bis zum Vorliegen der neuen Ausbauziele überaus schwierig. Die Dekarbonisierung und daraus resultierende verstärkte Elektrifizierung stellt die Schweiz vor grosse Herausforderungen, die ohne die Akzeptanz von Politik und Bevölkerung nicht gemeistert werden können. Nicht zuletzt deshalb müssen die Kosten für die geplante Förderung transparent ausgewiesen und auch bei einer möglichen späteren Anpassung der Ausbauziele offen kommuniziert werden.

Anträge:

- Erhöhung der Ausbauziele und Überprüfung der Verbrauchsrichtwerte gestützt auf neue Energieperspektiven (EPCH 2050+) und Netto-Null-Ziel für 2050;
- Transparentes Ausweisen der für den Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlichen Kosten.

2.2 Photovoltaik (PV)

Wir begrüssen die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen. Das Bundesamt für Energie (BFE) schätzt das Solarstrompotenzial der mittelmässig bis hervorragend geeigneten Schweizer Dächer und Hausfassaden auf insgesamt 67 TWh/Jahr. Die Kantone leisten bei diesem Ausbau durch die **Vorschrift zur Eigenstromerzeugung für Neubauten** in den MuKEn 2014 einen Beitrag.

Während wir im Bereich der Kleinanlagen das Beibehalten von Investitionsbeiträgen begrüssen, schätzen wir die **Erhöhung der Fördereffizienz durch die Einführung von Auktionen** für grosse PV-Anlagen, da diese einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Der Vorteil der geplanten Auktionierungen liegt darin, dass die Mittel effizienter und effektiver eingesetzt werden und die preiswertesten Grossanlagen gebaut werden.

Die Vorlage bleibt hinsichtlich der Details zum **Auktionsdesign** weitgehend vage. Der Bundesrat kann entscheiden, wie häufig und mit welchen Volumina pro Jahr ausgeschrieben wird und ab welcher Anlagengrösse eine Auktionierungspflicht besteht. Uns scheint es wichtig, dass hierbei zwischen kleinen und grossen Anlagenbetreibern unterschieden wird und der administrative Aufwand den entsprechenden Fähigkeiten entspricht. Aufgrund unserer Erfahrungswerte im Gebäudebereich schlagen wir die Durchführung von Auktionen ab einer Anlagengrösse von 300 kWp vor.

Zur Erreichung der ambitionierten Ausbauziele sollte mit der Förderung darauf hingewirkt werden, dass die **gesamten für PV geeigneten Dachflächen genutzt und diese nicht nur für den Eigenverbrauch optimiert** werden. Wir begrüssen entsprechend den erhöhten Investitionsbeitrag von 60 Prozent für Anlagen ohne Eigenverbrauch gemäss Art. 25 Abs. 3 EnG. Gemäss Art. 25a Abs. 2 EnG kann der Bundesrat zudem im Bereich der Auktionen separate Auktionen mit unterschiedlichen Bedingungen für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch vorsehen. Wir erachten eine solche Trennung als sehr wichtig, da grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch im aktuellen Umfeld kaum realisiert werden und solche mit Eigenverbrauch bisher auch ohne zusätzliche Massnahmen zugebaut wurden.

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit sehen wir beim gezielten Einsatz von Fördermitteln für die **Stromproduktion von PV-Anlagen im Winterhalbjahr** Ergänzungsbedarf. Zwar kann der Bundesrat gemäss dem erläuternden Bericht den Beitrag einer PV-Anlage zur Stromproduktion im Winterhalbjahr als Auktions-Kriterium wählen, was wir ausdrücklich begrüssen. Darüber hinaus sollten aber auch zusätzliche finanzielle Anreize für die Produktion von Strom im Winterhalbjahr im Rahmen der regulären Einmalvergütung (ausserhalb der Auktionen) geschaffen werden.

Schlussendlich hängt der Zubau von PV-Anlagen nicht nur von der Förderung, sondern auch in wesentlichen Teilen von der Berechnungsweise der **Netzentgelte** sowie der **Rückliefertarifizierung** ab. Durch die auf einen Arbeitspreis fokussierten Netzentgelte besteht z.B. ein Anreiz zur Optimierung des Eigenverbrauchs, obwohl aus Sicht der Versorgungssicherheit eine Vollbelegung der Dächer mit PV-Modulen wünschenswert wäre. Die regional sehr unterschiedlich hohen, nicht marktbasierten Rückliefertarife führen zudem dazu, dass an den Marktbedürfnissen vorbei Strom produziert wird. Es ist daher zu begrüssen, dass im Rahmen der Revision des StromVG die Netznutzungstarife für die Endverbraucher angepasst werden. In Sachen Rückliefertarife wäre es wünschenswert, dass diese schweizweit einheitlich ausfallen und die Saisonalität reflektieren.

Anträge:

- Auktionierung ab einer Anlagegrösse von 300 kWp in Anbetracht des zumutbaren administrativen Aufwands des Betreibers;
- Finanzielle Besserstellung von PV-Anlagen mit erhöhter Stromproduktion im Winterhalbjahr, auch ausserhalb von Auktionsverfahren.

2.3 Wasserkraft

Die Wasserkraft wird mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft zum **Rückgrat der inländischen Stromproduktion** und nimmt insbesondere für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr eine zentrale Rolle ein. Die Investitionen in die Grosswasserkraft werden von den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Sie stehen in direkter Konkurrenz zu Investitionen in andere (erneuerbare) Energieerzeugungsanlagen im Ausland, welche in den letzten Jahren rege getätigt wurden. Die zu erwartenden Erträge in der Schweiz hängen von den Preisentwicklungen in Europa und der ganzen Welt ab und sind damit von der Schweizer Politik nicht beeinflussbar. Hinzu kommen Unsicherheiten, die durch ausländische Regulierungen und Förderungen ausgelöst werden.

Der **Neubau und weitere Ausbau** der Wasserkraft in der Schweiz ist technisch und aufgrund der strengen Umweltauflagen heute nur noch beschränkt möglich. Auch wenn wir die vorgeschlagene Verdopplung der Finanzmittel begrüssen, haben wir starke Zweifel, dass die nötigen Projekte einzig mit Projektierungs- und Investitionsbeiträgen ausgelöst werden. Während die Energieversorgungsunternehmen nämlich über genügend Kapital verfügen, erachteten sie das Risiko für künftige Erträge bei einem Investitionshorizont von 60 bis 80 Jahren bisher als zu hoch. Als Mittel zur Stärkung der Versorgungssicherheit begrüssen wir die vorgeschlagene Regelung gemäss Art. 26 Abs. 7 EnG zu den prioritären Anlagen, insbesondere auch weil sie den Entscheidbehörden bei der Abwägung des nationalen Interesses als Hilfe dient. Die Priorisierung sollte transparent erfolgen und für die Öffentlichkeit einsehbar sein. Gelingt es nicht, den nötigen Neu- und Ausbau anzureizen, muss dieser im Rahmen des neu zu gestaltenden Art. 9 StromVG (Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung) erfolgen. Es ist jedoch fraglich, ob die Zeit für den Neu- oder Ausbau eines erneuerbaren Kraftwerks bei einer mittelfristigen Abzeichnung einer Gefährdung der Versorgungssicherheit noch ausreicht, weshalb der Neu- und Ausbau primär über die Förderung angereizt werden sollte.

Bei den **bestehenden Kraftwerken** stehen zwischen 2020 und 2050 Konzessionserneuerungen von rund 25'000 GWh an, im Rahmen derer in der Regel auch Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden und umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen. Aufgrund der begrenzten Zubaumöglichkeit ist der Erhalt der bestehenden Grosswasserkraftwerke für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung. Wir kritisieren entsprechend den Wegfall von Investitionsbeiträgen für die Erneuerungen von Grosswasserkraftwerken, weil wir befürchten, dass damit von den Kraftwerksbetreibern nur noch die absolut notwendigen Investitionen getätigt werden. Die Kleinwasserkraft wird hier bevorzugt, obwohl sie ökologisch zu gewichtigeren Eingriffen führt. Die Förderung der Kleinwasserkraft birgt ohne Priorisierung die Gefahr, dass der Druck auf die Gewässer flächendeckend steigt und die Biodiversität im Verhältnis zum Nutzen nachteilig verändert wird. Neben den kantonalen Überlegungen bezüglich Schutz und Nutzung gemäss Art. 10 EnG ist daher die Festlegung der Untergrenze von 300 kW wichtig. Kleinstkraftwerke sollen von einer Förderung ausgenommen werden, da der Nutzen für die Stromproduktion oft in einem schlechten Verhältnis steht zu den gewässerökologischen Eingriffen.

Mit dem **Wegfall der Marktprämie** verliert die Grosswasserkraft ein Instrument, welches ihr in Zeiten mit anhaltend tiefen Marktpreisen eine minimale Ertragsbasis sichert. Aufgrund deren Nicht-Kompatibilität mit einem möglichen Stromabkommen mit der EU können wir deren Auslaufen nachvollziehen. Dennoch sind wir der Ansicht, dass ein von der EU akzeptierbarer Mechanismus gefunden werden muss, welcher die Schweizer Wasserkraft in Zeiten mit anhaltenden Strompreisverwerfungen auch in Zukunft absichern kann. Dieses Bedürfnis besteht sowohl bei Investitionen in wesentliche Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken als auch bei Investitionen in Neu- und Ausbauten. Der neu zu schaffende Absicherungsmechanismus könnte deshalb an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpfen. Er sollte – gegen vollständige Transparenz von Seiten des Betreibers – kraftwerkspezifisch und unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit erfolgen. Auf diese Weise

könnte die Investitionsbereitschaft ohne den übermässigen Einsatz von öffentlichen Mitteln entscheidend erhöht werden.

Anträge:

- Grundsätzlich: Schaffung der erforderlichen Planungs- und Investitionssicherheit für die Wasserkraft mit ihrem langen Betriebshorizont von 60 und mehr Jahren;
- Beibehalten von Investitionsbeiträgen für die Erneuerung von bestehenden Grosswasserkraftwerken;
- Einführung eines von der EU akzeptierbaren Absicherungsmechanismus bei langfristig sehr tiefen Marktpreisen, welcher an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpft und kraftwerkspezifisch unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit gewährt wird.

2.4 Übrige Technologien

Wir begrüssen die Weiterführung der Förderung für **Biogasanlagen** und **Geothermie** über 2022 hinaus sowie den Übergang zum System der Investitionsbeiträge, auch wenn die Rentabilität von Biogasanlagen damit weiterhin anspruchsvoll bleibt. Ebenfalls positiv bewerten wir die vorgeschlagenen Projektierungsbeiträge.

2.5 Weitere Aspekte

Die Revision des EnG steht in engem Zusammenhang mit der Revision des StromVG. Wir sprechen uns entsprechend für eine **gleichzeitige Beratung der beiden Vorlagen** im Parlament aus. Gelingt es nicht, die neuen Regelungen per 2023 in Kraft zu setzen, droht eine **Regelungslücke** und ein **Unterbruch der Förderung**. Die Lücke würde nicht nur beim bis Ende 2022 befristeten Einspeisevergütungssystem für Wind, Geothermie und Biomasse entstehen, sondern auch bei der Marktprämie für die Wasserkraft und bei der Priorisierung erneuerbarer Energien in der Grundversorgung gemäss Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG (Durchschnittspreismethode).

Antrag:

- Für den Fall, dass das revidierte Gesetz nicht per 2023 in Kraft tritt, sind die auslaufenden Regelungen (Einspeisevergütungssystem, Marktprämie und Priorisierung erneuerbarer Energie in Grundversorgung) zu verlängern.

Wir bedanken uns im Voraus für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse
NAMENS DES REGIERUNGSRATES



Alfred Bossard
Landammann




lic. iur. Hugo Murer
Landschreiber-Stv.

Geht an:
- EnG@bfe.admin.ch



CH-6061 Sarnen, Postfach 1562, Staatskanzlei

Eidgenössisches Departement für Umwelt
Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)
Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

E-Mail: EnG@bfe.admin.ch

Sarnen, 30. Juni 2020

**Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023);
Stellungnahme**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hat die Kantonsregierungen mit Schreiben vom 3. April 2020 eingeladen, zur vorgesehenen Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Stellung zu nehmen. Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und äussern uns fristgerecht wie folgt:

Der Kanton Obwalden begrüsst die Revision des Energiegesetzes, mit den Absichten Planungssicherheit (durch das verbindliche Festhalten der Ausbauziele) und marktgerechte Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit (z.B. mittels PV-Auktionierung für Winterstrom) zu stärken.

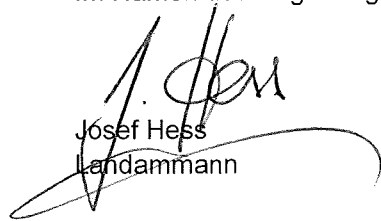
Die Schwächen der Vorlage liegen hauptsächlich im Bereich Neubau und weiterer Ausbau der Grosswasserkraft und bei den bestehenden Grosswasserkraftwerken, bei denen zwischen 2020 und 2050 Konzessionserneuerungen von rund 25 000 GWh anstehen. Der Wegfall von Investitionsbeiträgen für die Erneuerungen von Grosskraftwerken wird vermutlich dazu führen, dass langfristig notwendige Investitionen nicht oder nur ungenügend getätigt werden.

Der Kanton Obwalden schliesst sich der Stellungnahme der EnDK vom 7. Mai 2020 an. Für den Kanton Obwalden sind insbesondere jene Aspekte relevant, welche die Nutzung der Wasserkraft betreffen. Die Stellungnahme der RKGK vom 26. Mai 2020 geht detailliert auf diese Punkte ein. Entsprechend wird diesbezüglich die Stellungnahme der RKGK unterstützt. Hinsichtlich der Förderung von Holzenergie schliesst sich der Kanton Obwalden der Stellungnahme der KWL an.

Wir danken für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrats



Josef Hess
Landammann



Nicole Frunz Wallimann
Landschreiberin



Regierung des Kantons St.Gallen, Regierungsgebäude, 9001 St.Gallen

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Regierung des Kantons St.Gallen
Regierungsgebäude
9001 St.Gallen
T +41 58 229 32 60
F +41 58 229 38 96

St.Gallen, 23. Juni 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023); Vernehmlassungsantwort

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Mit Schreiben vom 3. April 2020 haben Sie uns zur Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes eingeladen. Wir danken für die Gelegenheit zur Stellungnahme und äussern uns gern wie folgt:

Grundsätzliche Bemerkungen

Der Kanton St.Gallen unterstützt die Stellungnahme der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) vom 7. Mai 2020 und die darin aufgeführten Anträge. Der Revision des eidgenössischen Energiegesetzes (SR 730.0; abgekürzt eidg. EnG) mit der Intention, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken, kann grundsätzlich zugestimmt werden. Zur Erreichung dieser Ziele bevorzugen wir mit Blick auf das Gesamtsystem und aus Effizienzgründen weiterhin die Einführung eines Lenkungssystems für alle Energieträger. Aufgrund der fehlenden politischen Akzeptanz sehen wir jedoch in der vorgeschlagenen Verlängerung der Förderung momentan den einzigen praktikablen Weg, um den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz rechtzeitig voranzutreiben.

Ein namhafter Teil der inländischen Stromproduktion entfällt im Winterhalbjahr vor allem auf die Wasserkraft. Ein weiterer Ausbau ist technisch nur noch beschränkt möglich. Der Ausbau der Windkraft, die ebenfalls einen hohen Winteranteil liefern würde, ist unterschiedlichen Widerständen ausgesetzt. Das Potenzial an Biomasse ist begrenzt und die Aussichten für die Stromproduktion mittels Geothermie sind höchst unsicher. So kommt der Photovoltaik (PV) aufgrund der vergleichsweise schnellen Zubaumöglichkeit und der hohen Akzeptanz in der Bevölkerung neben der Wasserkraft eine zentrale Rolle zu. Die Absicht der Vorlage, den Zubau an PV-Anlagen zu beschleunigen, begrünnen wir deshalb.

Die Planungssicherheit wird durch das Festlegen der Ausbauziele im Energiegesetz und die Verlängerung der Förderung mittelfristig erhöht. Diese Massnahmen allein schaffen



jedoch insbesondere für die Grosswasserkraft nicht die nötigen Investitionsanreize. Investitionen in die Grosswasserkraft durch Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren werden meist nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Der in Art. 30 Abs. 5 eidg. EnG festgehaltene Auftrag an das Parlament, einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells zur Unterstützung der Grosswasserkraft auszuarbeiten, wird unseres Erachtens mit dieser Vorlage nicht erfüllt. Dasselbe gilt für die von der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates (UREK-S) eingereichten Motionen (18.3000 und 19.3004), die langfristige Anreize zu Investitionen in Stromerzeugungsanlagen für den Erhalt der Stromversorgungssicherheit fordern.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit begrüssen wir die Absicht, Art. 9 des Stromversorgungsgesetzes (SR 734.7; abgekürzt StromVG) mit einer Bestimmung zu ergänzen, wonach der Bundesrat Ausschreibungen zum Zubau von Stromproduktionskapazitäten durchführen kann, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten abzeichnen sollte. Ungeachtet der konkreten Ausgestaltung von Art. 9 StromVG sind wir dezidiert der Ansicht, dass die darin vorgesehenen Massnahmen nur sekundär ergriffen werden sollten. Primäres Ziel sollte es sein, es gar nicht erst zu einer «Gefährdung der Versorgung» kommen zu lassen. Ein forciert Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromproduktion, vor allem im Winterhalbjahr, erhöht die Fähigkeit zur Selbstversorgung und damit die Versorgungssicherheit. Entsprechend fordern wir, dass bereits im Rahmen der Revision des Energiegesetzes wo sinnvoll Elemente zur Stärkung der Versorgungssicherheit mittels erneuerbarer Energien eingebaut werden. Zu begrüssen sind diesbezüglich die im erläuternden Bericht angedachten Auktionen für grosse PV-Anlagen für Winterstrom und die neue Regelung zu prioritären Anlagen innerhalb der Wasserkraft.

Bemerkungen und Anträge zu einzelnen Bestimmungen

Zusätzlich zu den in der Stellungnahme der EnDK vorgebrachten Anträgen beantragt der Kanton St.Gallen die nachfolgenden Anpassungen:

Ablösung der Einspeisevergütung durch Investitionsbeiträge

Der Fortführung der Förderung neuer Kleinwasserkraftwerke mit einer Mindestleistung von weniger als 300 kW (gemäss Art. 26 Abs. 1 Bst. b des Energiegesetzes) lehnen wir ab. Der Beitrag von diesen Kleinwasserkraftwerken zur Energieproduktion steht auch nach einer Erweiterung in einem schlechten Verhältnis zur dadurch ausgelösten Zerstörung von Lebensraum von Flora und Fauna. Die Erfahrung der letzten Jahre zeigt zudem, dass sich die Grenze von 300 kW negativ in den Projekten niederschlägt. Sie führt zu hohen Ausbaumassmengen und dadurch zu einer eingeschränkten Dynamik in der Restwasserstrecke oder zu sehr langen Ausleitstrecken, um die 300 kW-Grenze zu überschreiten.

Hingegen wird die Einführung von Investitionsbeiträgen an erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW und höchstens 5 MW (Art. 26 Abs. 1 Bst. c) ausdrücklich begrüsst.



Antrag:

Art. 26 Abs. 1 Bst. b ist ersatzlos zu streichen. Art. 26 Abs. 3 und 4 sind entsprechend anzupassen.

Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten

Art. 44 Abs. 1 Bst. a des Energiegesetzes sieht vor, dass der Bundesrat für serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge und Geräte neu auch Vorschriften über deren Emissionen erlässt. Wir begrüssen dies ausdrücklich und fordern, dass namentlich Lärmemissionen zeitnah berücksichtigt werden. So weisen insbesondere Luft-Wasser-Wärmepumpen stark unterschiedliche Lärmemissionen auf. Zahlreiche Wärmepumpen-Modelle im Markt entsprechen nicht (mehr) dem Stand der Technik. So werden unter dem Titel «erneuerbar heizen» unnötig laute Wärmepumpen verkauft. Weil bereits heute zahlreiche Anlagen mit geringen Schallemissionen auf dem Markt erhältlich sind, haben Schallemissionsvorschriften auf die Erreichung der Energiewende keinerlei dämpfenden Einfluss. Gerade auch mit Blick auf die Siedlungsentwicklung nach innen ist es unabdingbar, dass für Wärmepumpen wie auch für andere Geräte sowohl der Stand der Technik verlangt als auch dem umweltrechtlichen Vorsorgeprinzip Rechnung getragen wird.

Antrag:

Serienmässig hergestellte Anlagen und Geräte sollen hinsichtlich Lärmemissionen analog zur Energieetikette geprüft und bewertet werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Im Namen der Regierung

Bruno Damann
Präsident

Dr. Benedikt van Spyk
Staatssekretär



Zustellung auch per E-Mail (pdf- und Word-Version) an:
EnG@bfe.admin.ch

T +41 52 632 71 11
F +41 52 632 72 00
staatskanzlei@ktsh.ch

Regierungsrat

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK
3003 Bern

per Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Schaffhausen, 30. Juni 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023); Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurden die Kantone eingeladen, bis 12. Juli 2020 zur Revision des Energiegesetzes Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und möchten Folgendes anbringen:

1. Überprüfung der Konsistenz von Förderwirkung und Zielsetzung

Die Energiestrategie 2050 ist ein Generationenprojekt. Wir begrüssen daher die Weiterführung der Fördermassnahmen für die Zeit nach 2022 bzw. 2030, auch wenn einem allmählichen Übergang von einem Förder- zu einem Lenkungssystem der Vorzug zu geben wäre. Kontinuität und Planungssicherheit sind in Bezug auf Projekte zur dezentralen, erneuerbaren Stromproduktion entscheidend. In der Energiestrategie 2050 geht es auch um eine Reduktion der CO₂-Emissionen und die Erhöhung der Energieeffizienz. Deutlich wird dies nun auch mit der Ausrichtung der Klimapolitik, die netto null CO₂-Emissionen bis 2050 und damit eine Dekarbonisierung des Energiesystems verlangt. Dieses Ziel ist nur realistisch, wenn Heiz- und Antriebssysteme zunehmend elektrifiziert werden. Es ist davon auszugehen, dass trotz Effizienzmassnahmen der Strombedarf in Zukunft steigen wird. Erstaunt sind wir über die in diesem Zusammenhang im Erläuterungsbericht erwähnten Schätzungen, wonach die Ausbauzielwerte 2050 deshalb um rund 50 Prozent höher liegen müssten, als sie noch in der Botschaft aus dem Jahr 2013 zur Energiestrategie 2050 angenommen wurden. Es stellt sich die Frage, ob im Hinblick auf höhere Ausbauziele 2050 nicht schon die Ziele für 2035 angehoben werden müssten, was möglicherweise Implikationen auf die Fördermassnahmen hat.

Antrag: Wir beantragen deshalb, die Konsistenz von Förderwirkung und Zielsetzung nochmals zu prüfen.

2. *Vorschlag Allianz Schweizer Energiewirtschaft / Axpo Holding AG*

Im Rahmen der Vernehmlassung sind wir mit den Stellungnahmen der Allianz Schweizer Energiewirtschaft und der Axpo Holding AG bedient worden. Diese schlagen ein anderes Modell der Förderung vor (gleitende Marktprämie für Grossanlagen), welches an das bestehende Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung anschliesst. In Bezug auf die Investitionssicherheit hat dieses Modell sicher Vorteile, betreffend Kosten fehlen Angaben. Aus administrativen Gründen bevorzugen wir ein System mit Einmalbeiträgen.

Antrag: Jeder Förderfranken soll möglichst effizient eingesetzt werden. Die Förderung wird aber auch an der Zielerreichung gemessen. Auch wenn wir aus politischen und administrativen Gründen den vollständigen Übergang auf ein Einmalvergütungssystem begrüssen, soll dieser Vorschlag geprüft werden.

3. *Versorgungssicherheit im Winter und Bevorzugung von Windenergieanlagen*

Aus Sicht der Versorgungssicherheit gilt es in Zukunft, den Fokus noch stärker auf den Winter zu richten. Mit dem schrittweisen Wegfall der Kernenergie bestehen berechtigte Zweifel, ob die Schweiz in Zukunft jederzeit damit rechnen kann, den fehlenden Stromanteil wie bisher über Importe aus Deutschland und Frankreich abdecken zu können. Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2022 aus der Kernenergie und bis 2038 aus der Stromerzeugung aus Kohle auszuweisen. In Frankreich stellt sich die Frage, ob der Ersatz oder die Erneuerung der bestehenden Kernkraftwerke rechtzeitig erfolgt, so dass auch in Zukunft Überschüsse im Winter für den Export zur Verfügung stehen. Technologien, die fähig sind, im Winter einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten, müssen deshalb auch aus Sicht der Fördermassnahmen prioritär behandelt werden. Zu diesen Technologien gehören neben der Wasserkraft insbesondere die Windenergie. Potenzial haben ebenso Solarstromanlagen im alpinen Bereich, Geothermie- und Holzheizkraftwerke. Der Bedeutung der Windenergie für die Stromversorgung im Winter wird unseres Erachtens in der vorliegenden Revision ungenügend Rechnung getragen.

Antrag: Windenergieanlagen sollen wie bestimmte Wasserkraftwerke oder Photovoltaikanlagen bevorzugt behandelt werden können. Eine Bevorzugung sehen wir beispielsweise bei der Ausdehnung der Projektierungsbeiträge.

4. *Hervorhebung der Wasserkraft*

Die starke Hervorhebung der Wasserkraft in der vorliegenden Revision der Fördermassnahmen drängt die anderen Technologien in den Hintergrund. Dabei geht vergessen, dass die Vielfalt an Technologien und ihr Zusammenspiel für die Versorgungssicherheit zentral sein werden. Dazu gehören neben PV-Anlagen wie bereits erwähnt die Windenergie, aber auch die Biomasse-/Holzverstromung und die Geothermie. Dies gilt insbesondere, da die «low hanging fruits» in der

Wasserkraft längstens geerntet sind, auch wenn sich mit dem Rückzug der Gletscher Opportunitäten eröffnen.

Antrag: Dem Aspekt eines auf verschiedenen Technologien basierenden Stromversorgungsmodells soll im Fördermodell stärker Rechnung getragen werden und bei der Fördermittelzuweisung aus dem Netzzuschlag sind die Schwerpunkte aufgrund der realistischen Ausbaupotenziale zu setzen.

5. *Monitoring*

Grundsätzlich begrüssen wir den Übergang von langjährigen Vergütungssystemen zu einmaligen Investitionsbeiträgen. Ob dadurch die notwendigen Investitionsanreize gesetzt werden können, wird erst die Erfahrung zeigen. Wichtig ist, dass die Ausbauziele erreicht werden. Dem Monitoring und Vergleich mit dem notwendigen Ausbaupfad kommt deshalb eine wichtige Bedeutung zu.

Antrag: Es ist ein entsprechendes Monitoring vorzusehen.

6. *Förderung von Windenergieanlagen*

6.1 *Höhe Investitionsbeitrag*

Windenergieanlagen produzieren zwei Drittel ihres Jahresertrags im Winterhalbjahr. Die Windenergie ist deshalb für die Erhöhung der Winterstromproduktion von grosser Wichtigkeit.

Antrag: Der Investitionsbeitrag soll deshalb nicht «höchstens 60 Prozent», sondern «60 Prozent» der Investitionskosten betragen. Der Begriff der «anrechenbaren Investitionskosten» ist dabei klar zu definieren und grosszügig auszulegen.

6.2 *Keine Untergrenze vorsehen*

Weiter gibt es keinen Grund, die Investitionsbeiträge bei der Windenergie nach unten bei 10 MW zu limitieren. Erstens liegt mit der Definition des «nationalen Interesses» die für Grosswindenergieprojekte entscheidende Grösse bei einer Jahresproduktion von 20 GWh. Unter 20 GWh werden es Windenergieprojekte in der Interessenabwägung ohnehin schwer haben. Zweitens soll die Förderung von Pilotanlagen ermöglicht werden. Es ist davon auszugehen, dass in einzelnen Regionen die Nutzung der Windenergie nur über erfolgreiche Pilotanlagen erfolgen kann.

Antrag: Die Förderungsgrenze bei der Windenergie von 10 MW ist aufzuheben.

6.3 *Kleinwindenergieprojekte auch fördern*

Schliesslich werden Kleinwindenergieprojekte (Kleinwindenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von maximal 30 m gemäss Mehrzahl der kantonalen Richtpläne) mit der Limite von 10 MW von der Förderung ausgeschlossen. Das ist nicht nachvollziehbar, können doch Kleinwindenergie-

in Kombination mit Solarstromanlagen im Kleinen genauso sinnvoll sein wie Grosswindenergieanlagen im grossen Massstab. Im Speziellen gilt dies für Kleinwindanlagen in der Nähe von landwirtschaftlichen Betrieben.

Antrag: Kleinwindenergieanlagen sollen von der Förderung nicht ausgeschlossen werden.

6.4 *Projektierungsbeiträge für Windmessungen*

Die Einschränkung von Projektierungsbeiträgen auf Windmessungen bei Windenergieprojekten ist nicht nachvollziehbar und stellt eine Diskriminierung gegenüber Wasserkraft- und Geothermieprojekten dar. Die Durchführung und Auswertung einer Windmessung kostet nur einen Bruchteil der gesamten Projektierungskosten und wird häufig bereits durch die Kantone finanziell unterstützt.

Antrag: Projektierungsbeiträge für Windenergieprojekte sollen nicht auf die Windmessungen beschränkt werden.

7. *Photovoltaik*

7.1 *Mindestanteil Solarstrom*

Hauptthemen für den Zubau von grossen PV-Anlagen ohne oder mit wenig Eigenverbrauch sind die hohen Anfangsinvestitionen sowie die Unsicherheit der Investoren, den Solarstrom mindestens kostendeckend veräussern zu können. Die Nachfrage der Verbraucher nach teureren PV-Stromprodukten ist erfahrungsgemäss gering, und mit den Grosshandelspreisen auf den Strommärkten können die PV-Strompreise kaum konkurrieren. Wir begrüssen daher die Erhöhung des Förderbeitrags auf max. 60 % der Investitionskosten für grosse PV-Anlagen mit Volleinspeisung. Die Einführung von Auktionen halten wir für ein geeignetes Mittel, um die finanziellen Mittel des Bundes effizient einzusetzen, da nur die günstigsten Angebote einen Zuschlag erhalten. Insbesondere die Differenzierung mit/ohne Eigenverbrauch begrüssen wir, sowie die Möglichkeit, die Zuschlagskriterien variabel zu halten. Die Berücksichtigung der Stromproduktion im Winterhalbjahr als Zuschlagskriterium halten wir ebenfalls für sehr sinnvoll. Ob damit der gewünschte Zubau an grossen PV-Anlagen erreicht wird, ist offen. Als weitere Unterstützungsmassnahme für den Zubau von PV-Anlagen schlagen wir einen Mindestsolarstromanteil im Standardstromprodukt respektive in der Grundversorgung bei vollständiger Marktöffnung vor.

Antrag: Um zusätzlich den Absatz des in der Schweiz produzierten Solarstroms zu unterstützen, ist im Rahmen einer Überarbeitung des Stromversorgungsgesetzes ein schweizweit fixer Mindestanteil von lokalem Solarstrom im Standardstromprodukt respektive in der Grundversorgung der EVU vorzusehen.

7.2 *Auktionen: Aspekte Versorgungssicherheit und Netzstabilität berücksichtigen*

Bei den Auktionen für die Einmalvergütung gilt die Leistung als Hauptkriterium für den Zuschlag. Für grosse PV-Anlagen bedeutet dies beispielsweise, dass sonnenreiche Regionen bevorzugt

werden. Dies ist aus Effizienzsicht grundsätzlich richtig. Wir möchten aber anregen, dieses Modell weiter zu differenzieren und dabei insbesondere die Aspekte Versorgungssicherheit und Netzstabilität einzubeziehen.

Antrag: In Auktionen für die Einmalvergütung sind die Aspekte Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu berücksichtigen. Dies ist auf Verordnungsstufe zu präzisieren.

8. Angaben Energieverbrauch übersichtlich halten

Wir begrüssen, dass die Angaben zum Energieverbrauch auf serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeugen und Geräten ausgedehnt werden. Aus psychologischen Gründen sind Angaben zu den Betriebskosten zu bevorzugen. Diese werden beim Kaufentscheid meistens ausgeblendet. Auf zusätzliche Angaben zur Umweltbelastung ist zu verzichten, weil die Etiketten dadurch unnötig kompliziert werden und die Differenzen zwischen den einzelnen Modellen zu gering sind. Ein Projekt des Bundes mit ähnlichen Absichten (sogenannte «Umweltetikette» für Personenwagen) ist vor Jahren gescheitert. Auch wenn die EU Schritte in diese Richtung plant, darf die Schweiz aus Fehlern lernen.

Antrag: Zusätzliche Angaben im Zusammenhang mit dem Energieverbrauch beim Kauf von Anlagen, Fahrzeugen und Geräten sind auf Kosten und Nutzen zu prüfen. Auf Angaben mit viel Erklärungsbedarf und wenig Differenzierungspotenzial ist zu verzichten.

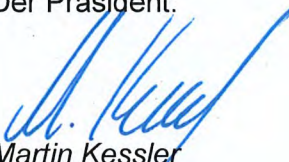
Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anträge.



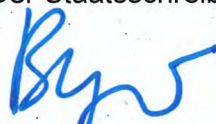
Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates

Der Präsident:


Martin Kessler

Der Staatsschreiber:


Dr. Stefan Bilger

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

30. Juni 2020



**Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023):
Vernehmlassungsverfahren**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Vorsteherin des Eidgenössischen Departementes für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK hat mit Schreiben vom 3. April 2020 die Kantone zur Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) eingeladen. Dazu nehmen wir wie folgt Stellung:

Mit der Zustimmung zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 hat das Schweizer Stimmvolk den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energie beschlossen. Dazu sollen die bestehenden Förderinstrumente verstärkt werden, bis sie durch ein Lenkungssystem abgelöst werden können. Parallel dazu soll der Strommarkt geöffnet und die Versorgungssicherheit der Schweiz ohne Kernkraftwerke längerfristig und erneuerbar sichergestellt werden.

Wir begrüssen das Ziel der Vorlage, Planungssicherheit für die Strombranche zu schaffen und den Anreiz für Investitionen in erneuerbare Stromproduktion im Rahmen des bestehenden Netzzuschlags zu verstärken. Investitionen in erneuerbare Energien sind kapitalintensiv und benötigen längerfristige Planungssicherheit. Besonders begrüssen wir deshalb die Verlängerung der bisherigen Förderung bis 2035 und die Festlegung von verbindlichen Ausbauzielen für die Jahre 2035 und 2050. Die Absicht, den Zubau von Photovoltaik mit Anreiz und einem marktnahen, vollzugsschlanken Verfahren zu beschleunigen, unterstützt unsere kantonalen Ziele. Das Solarstrompotential an Gebäuden und Infrastrukturanlagen ist gross und die Technologie genießt eine vergleichsweise hohe Akzeptanz in der Bevölkerung.

Anpassungsbedarf sehen wir bei den Massnahmen zur Förderung von Holzkraftwerken. Der Beitrag von einheimischem Holz zur Strom- und Wärmeversorgung ist bereits heute beachtlich, das Energieholzpotential ist aber noch nicht ausgeschöpft. Die Erhöhung der Investitionsbeiträge bis zu 60 % der anrechenbaren Kosten ist zwar ein deutliches Signal für neue Investitionen. Dies genügt aber nicht, um den Weiterbetrieb der bereits bestehenden Anlagen ausreichend sicherzustellen. Um Rückschritte in der Energieholznutzung zu vermeiden, sollte für bestehende Anlagen der wirtschaftliche Betrieb nach Ablauf der Einspeisevergütungen 2023 ebenso sichergestellt werden, wie für bestehende Photovoltaikanlagen.

Für bestehende Holzkraftwerke sollte deshalb in der geplanten Änderung des Stromversorgungsgesetzes dieselbe Regelung gelten, wie sie für die Photovoltaikanlagen vorgesehen ist. Für Anlagen, welche beim Inkrafttreten der Gesetzesvorlage in Betrieb sind und nicht bereits mit einer Einspeisevergütung oder einer Mehrkostenfinanzierung gefördert werden, soll ein Bestandschutz gelten. Solche Anlagen sollen weiterhin Erlöse in der Höhe der Vergütung (sogenannter Rückliefertarif) erhalten, welche die Schweizer Verteilnetzbetreiber insgesamt im Durchschnitt in den fünf Jahren vor Inkrafttreten des Gesetzes gewährten.

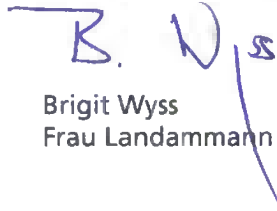
Die im Anschluss an die Vernehmlassung geplante Erhöhung der Ausbauziele, gestützt auf die neuen Energieperspektiven und Klimaziele, erachten wir als sinnvoll. Mindestens ebenso wichtig wie verbindliche Ausbauziele sind allerdings auch verbindliche Verbrauchsziele. Im Zuge der geplanten Erhöhung der Ausbauziele sollten deshalb auch die Verbrauchsrichtwerte gestützt auf die neue Energieperspektiven (ECH 2050+) und das Netto-Null-Ziel für 2050 überprüft und falls nötig in verbindliche Verbrauchsziele überführt werden.

Abschliessend verweisen wir auf die Stellungnahmen der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) und der Konferenz für Wald, Wildtiere und Landschaft (KWL) zum Energiegesetz. Wir schliessen uns diesen an.

Für die Möglichkeit zur Stellungnahme danken wir Ihnen bestens.

Mit freundlichen Grüßen

IM NAMEN DES REGIERUNGSRATES


Brigit Wyss
Frau Landammann


Andreas Eng
Staatsschreiber

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energie
Dienst Führungsunterstützung

ausschliesslich elektronischer Versand an:
EnG@bfe.admin.ch

Zürich, 23. Juni 2020

Vernehmlassung zum Energiegesetz

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Am 3. April 2020 haben Sie uns die Möglichkeit gegeben, Stellung zum Vorentwurf zur Revision des Energiegesetzes (EnG, SR 730.0) zu nehmen. Der Stadtrat bedankt sich für diese Gelegenheit und äussert sich wie folgt:

Beurteilung der wesentlichen Aspekte der Vorlage

Die Stadt Zürich unterstützt die Zielsetzung des Bundesrats, das Schweizer Energiesystem nachhaltiger und klimafreundlicher zu gestalten. Ein Meilenstein dafür war die Festlegung des ersten Pakets der Energiestrategie 2050, da diese auch von der Bevölkerung mit einem grossen Mehr angenommen worden ist. Bei der Transformation des Energiesystems muss sichergestellt werden, dass sowohl die klima- und energiepolitischen Ziele, wie auch die Anforderungen an die Versorgungssicherheit erreicht werden, und dies möglichst wirtschaftlich. Das gilt in einem hohen Mass für den Strombereich, der zukünftig in Folge der Dekarbonisierung der Energieversorgung an Bedeutung gewinnen wird. Das Energiegesetz, in Kombination mit dem Strom- und Gasversorgungsgesetz, muss insbesondere die Rahmenbedingungen schaffen, damit die Stromversorgung – unter Einbezug der saisonalen Speicherung – in der Schweiz langfristig, d. h. auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke sichergestellt ist.

Die Stadt Zürich begrüsst es, dass konkrete quantitative Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien festgelegt werden. Sobald die Arbeiten der Energieperspektiven des Bundes abgeschlossen sind, ist zu prüfen, ob die festgelegten Ziele erhöht werden müssen.

Versorgungssicherheit

Gemäss erläuterndem Bericht ist eines der Ziele der Vorlage, die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Bereits in der Vernehmlassung zum Stromversorgungsgesetz (StromVG, SR 734.7) hat die Stadt Zürich darauf hingewiesen, dass sie der Versorgungssicherheit als «service public» eine grosse Bedeutung zumisst. Um diese zu sichern braucht es mehr als die starke Anbindung an Europa, die Bildung einer Speicherreserve und die Weiterführung der Fördermechanismen. Auch muss bei der Festlegung eines angemessenen Grades an Versorgungssicherheit die Konvergenz von Wärme-, Strom- und Mobilitätsbereich einbezogen werden. Im Sinne einer Vorsorge erwartet die Stadt, dass quantitative Richtwerte definiert werden (z. B. ein minimaler Autarkiegrad bei der Stromversorgung in den

Wintermonaten), die für die Beurteilung der Versorgungssicherheit einzusetzen sind. Risiken und Kosten verschiedener Versorgungssicherheitsziele sind explizit aufzuzeigen. Der Fokus soll auf die Winterproduktion von Strom und die Speicherung in verschiedensten Formen gelegt werden. Die Diskussion dieser Punkte zur Versorgungssicherheit vermissen wir in der aktuellen Vorlage. Eine nachhaltige Stromproduktion und eine hohe Stromversorgungssicherheit sind für die Stadt Zürich – wie auch für den Rest der Schweiz – äusserst wichtige Rahmenbedingungen, um eine hohe Lebensqualität und die Attraktivität des Wirtschaftsstandorts zu sichern.

Die Beurteilung des EnG erfolgt, bevor die Anpassungen am StromVG und die konkrete Ausgestaltung des Gasversorgungsgesetzes (GasVG) bekannt sind. Wir bedauern den Umstand, dass die Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien bzw. die Fragen zur Versorgungssicherheit in verschiedenen Gesetzen geregelt werden. Erschwerend kommt hinzu, dass die Vorlagen nicht gleichzeitig zur Beurteilung vorgelegt werden. Obwohl die Wirkung des Gesamtpakets für den Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten relevant ist, ist es heute nicht möglich, ein gesamtheitliches, abschliessendes Bild der zukünftigen Förderlandschaft zu erhalten. Auch im Bereich der Energieeffizienz sind Massnahmen in verschiedenen Gesetzen verankert, was die Beurteilung der Wechselwirkungen erschwert.

Die Stadt Zürich hätte es deshalb begrüsst, ein konsistentes Revisionspaket zur Erreichung des neuen Klimaziels «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» vorgelegt zu bekommen, statt verschiedene Gesetzesrevisionen und Entwürfe in kurzer zeitlicher Abfolge, welche sich gegenseitig beeinflussen (Revision StromVG, GasVG, laufende und geplante CO₂-Gesetz-Revision, Revision EnG).

Fördermechanismen

Die Stadt Zürich begrüsst die Bestrebungen des Bundesrats, die Förderung der Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien weiterzuführen und die Förderung bis zum Jahr 2035 vorzusehen. Dadurch erhalten die Betreiberinnen und Betreiber der Anlagen grössere Planungssicherheit bei der Realisierung ihrer Vorhaben.

Weiter begrüsst die Stadt die Bestrebungen, die Förderung näher zum Markt zu bringen. Die vorgesehene Einführung von Auktionen zur Bestimmung der Investitionsbeiträge erfüllt dieses Kriterium. Deshalb wäre zu prüfen, ob dieses Instrument auch für andere Technologien und für nachfrageseitige Flexibilitäten eingesetzt werden kann. Die Auktionen müssen allerdings differenziert ausgestaltet sein, damit sie der unterschiedlichen Produktionscharakteristika und Marktreife der Technologie gerecht werden.

Schliesslich möchten wir unterstreichen, dass Regelungen zur Abnahme- und Vergütungspflicht im Strom- und Gasbereich so auszugestalten sind, dass sie auch in einem vollkommenen geöffneten Markt wirtschaftlich umgesetzt werden können. In einem vollständig geöffneten Markt kann der Netzbetreiberin keine Abnahme- und Vergütungspflicht auferlegt werden, da sie über keine gesicherten Kundinnen und Kunden verfügt.

Förderung Photovoltaik

Um einen beschleunigten Zubau von Photovoltaik-Anlagen zu erzielen ist eine Weiterführung der Förderung über das Jahr 2023 hinaus erforderlich. Die Stadt Zürich würde es begrüßen, wenn bei den vorgesehenen Auktionen für grössere Anlagen auch Zusammenschlüsse von kleineren Anlagen teilnehmen könnten.

Für die Stadt ist es nicht nachvollziehbar, weshalb die Erneuerung von Photovoltaik-Anlagen nicht gefördert wird, da diese gleichermassen wie ein Neubau bzw. eine Erweiterung dazu beitragen, die Ausbauziele zu erreichen.

Im Gesetz wird nicht geklärt, nach welchen Kriterien die Einteilung der Anlagen in die beiden Kategorien, Photovoltaik-Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch, erfolgen wird. Grundsätzlich ist es sinnvoll, jene Dächer, die für Photovoltaik geeignet sind, möglichst grossflächig zu nutzen. Dadurch kann die Stromproduktion erhöht und die Gestehungskosten können verringert werden. Gleichzeitig ist es sinnvoll, den produzierten Strom auch als Eigenverbrauch einzusetzen. Aus Sicht der Kundin und des Kunden sollte es gleichwertig sein, den Photovoltaik-Strom selbst zu verbrauchen (und damit die Netzbelastung zu reduzieren) oder ins Netz einzuspeisen (und damit einen Beitrag zu den übergeordneten energiepolitischen Zielen zu leisten).

Die sehr unterschiedliche Förderung von Anlagen, die den Strom vollständig ins Netz einspeisen (maximal 60 Prozent der Investitionskosten), und Anlagen, die einen Teil des Stroms als Eigenverbrauch nutzen (maximal 30 Prozent der Investitionskosten), kann dazu führen, dass Anlagen mit nur einem geringen Anteil Eigenverbrauch auf diesen verzichten zugunsten der höheren Fördersätze. Es ist zu prüfen, ob dadurch unerwünschte Anreize betreffend Optimierung der Produktion bzw. des Eigenverbrauchs ausgelöst werden. Die erheblichen Kosten für Verteilnetzverstärkungen, die aufgrund des Ausbaus der einspeisenden Photovoltaik-Anlagen entstehen, sind unbedingt zu regeln.

Bei der Ausgestaltung der Verordnung sind auch Fassadenanlagen einzubeziehen. Diese könnten in Zukunft insbesondere für die Winterstromproduktion eine Rolle spielen. Es ist generell zu prüfen, inwiefern der Anteil Winter- und/oder Morgen-Abendproduktion der Photovoltaik-Anlage als Förderkriterium eingesetzt werden kann (z. B. mit Einbezug der Ausgestaltung und Positionierung der Anlage).

Förderung Wasserkraft

Die Stadt Zürich begrüsst es, dass für die Förderung der Wasserkraftanlagen mehr Mittel zur Verfügung gestellt werden. Als wichtigste einheimische erneuerbare Energiequelle kommt dem Erhalt und dem Ausbau der Wasserkraft eine tragende Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung zu. Die Möglichkeit, die Winterstromproduktion bei der Beurteilung der prioritär zu behandelnden Anlagen einzubeziehen, sowie die finanzielle Unterstützung von Projektierungskosten erachten wir als sinnvoll. Dagegen lehnen wir es ab, dass Erneuerungen von grösseren Anlagen keine Investitionsbeiträge zugesprochen erhalten. Bestandserneuerungen von Wasserkraftanlagen tragen gleich wie Neuinvestitionen zu den Zielen der



Energiestrategie 2050 bei und sind grundsätzlich zu fördern. Grosse Erneuerungsprojekte sind mit hohen finanziellen Aufwendungen und mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Es gilt sicherzustellen, dass weiterhin in diese Anlagen investiert wird.

Förderung Biomasse

Die Streichung der Förderung bei Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen (KVA/ARA) ist aus kommunaler Sicht nicht hinzunehmen. Die vom BFE angeführte Begründung, wonach KVA/ARA kostendeckend über Gebühren finanziert seien, ist umstritten, als die erhobenen Abfall- und Abwassergebühren gemäss Gesetzgebung dafür zu verwenden sind, Abfall und Abwasser umweltgerecht, effizient und möglichst wirtschaftlich zu entsorgen. Der Preisüberwacher legt dies so aus, dass zweckfremde Aufgaben, wie die Abwärmenutzung für Stromerzeugung, nicht über die Gebühren finanziert werden dürfen und damit bei fehlender Rentabilität nicht getätigt werden. Ohne Förderung werden die zusätzlichen Potenziale in den ARA und KVA (Übererfüllung der gesetzlichen Vorgaben der Energieeffizienz, VVEA Art. 32) nicht ausgeschöpft. Es ist sogar zu befürchten, dass selbst bestehende Stromproduktionsanlagen nicht mehr oder nicht mehr mit der gleich hohen Energieeffizienz ersetzt werden und die erzeugte Strommenge dadurch dramatisch zurückgeht.

Zudem stellt die Streichung alleine bei KVA und ARA eine Ungleichbehandlung dar. Denn auch andere öffentlichen Gebäude und Anlagen werden von Gebühren oder Abgaben finanziert und deren PV- Anlagen weiterhin gefördert. Biogasanlagen oder Grosswasserkraftanlagen von Unternehmungen der öffentlichen Hand werden auch nicht von zukünftigen Förderungen ausgeschlossen.

Gleichzeitig möchten wir auf die Ungleichbehandlung betreffend die Allokation der ökologischen Belastungen hinweisen, die beim Einsatz von Biomasse für die Strom- und Biogasproduktion besteht. Während der Stromerzeugung durch Verbrennung von Biomasse in KVA/ARA praktisch keine ökologische Belastung angerechnet wird (da dem Konsum bzw. dessen Entsorgung angelastet), wird dem Biogas, das mittels Vergärung von biogenen Abfällen erzeugt wird, die ökologische Belastung angerechnet. Wir möchten das BFE auffordern, konsistente Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biomasse für Strom- und Biogasproduktion zu setzen.

Angaben zu Verbrauch und CO₂-Ausstoss von Fahrzeugen und Geräten

Die Stadt Zürich begrüsst, dass der Bundesrat grössere Flexibilität bei den Vorgaben für Kundeninformationen bezüglich Verbrauch, CO₂-Emissionen und Energieeffizienzkategorien in Werbung, Verkaufsunterlagen, Medien und Energieetiketten erhalten soll. Insbesondere sollen die Einsparungen eines effizienten Fahrzeugs gegenüber einem Referenzmodell dargestellt werden können, da diese den stärksten Einfluss auf das Kaufverhalten haben.



5 / 5

Übergangsbestimmungen

Schliesslich möchten wir darauf aufmerksam machen, dass der Übergang von den alten zu den neuen Fördermassnahmen zu regeln ist. Die bestehenden Regelungen wie die Priorisierung der erneuerbaren Energien in der Grundversorgung, die Marktprämie und die Einspeisevergütung sollen bis zur Einführung der Revision beziehungsweise bis zur vollständigen Marktöffnung (Priorisierung der erneuerbaren Energien in der Grundversorgung) weitergeführt werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse
im Namen des Stadtrats

Die Stadtpräsidentin

Corine Mauch

Die Stadtschreiberin

Dr. Claudia Cuche-Curti



6431 Schwyz, Postfach 1260

per E-Mail

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

elektronisch an: EnG@bfe.admin.ch

Schwyz, 23. Juni 2020

Vernehmlassung zu Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Vernehmlassung des Kantons Schwyz

Sehr geehrte Damen und Herren

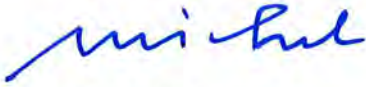
Mit Schreiben vom 3. April 2020 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UWEK) den Kantonsregierungen die Unterlagen betreffend Revision des Energiegesetzes zur Vernehmlassung bis 12. Juli 2020 unterbreitet.

Ziel der Vorlage ist es, mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Dafür soll das bereits bestehende Förderinstrumentarium im Energiegesetz länger angewendet und punktuell weiterentwickelt werden. Die Vorlage wird im Weiteren zum Anlass genommen, weitere Verbesserungen von geringerer Tragweite vorzunehmen.

Der Regierungsrat des Kantons Schwyz schliesst sich der Vernehmlassung der Energiedirektorenkonferenz vom 7. Mai 2020 an.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und grüssen Sie freundlich.

Im Namen des Regierungsrates:



Kaspar Michel
Landammann



Dr. Mathias E. Brun
Staatsschreiber

Kopie z. K. an:

– Schwyzer Mitglieder der Bundesversammlung.

Staatskanzlei, Regierungsgebäude, 8510 Frauenfeld

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommuni-
kation UVEK
Frau Simonetta Sommaruga
Bundespräsidentin
3003 Bern

Frauenfeld, 30. Juni 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Entwurf für die Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023).

1. Allgemeine Bemerkungen

Wir begrüssen grundsätzlich die Weiterführung der Fördermassnahmen für die Zeit nach 2022 bzw. 2030, da Kontinuität und Planungssicherheit in Bezug auf Projekte zur dezentralen, erneuerbaren Stromproduktion entscheidend sind. Wir würden jedoch einen allmählichen Übergang von einem Förder- zu einem Lenkungssystem bevorzugen.

Die Energiestrategie 2050 hat nicht nur den Ersatz der wegfallenden Kernenergie, sondern auch eine Reduktion der CO₂-Emissionen und die Erhöhung der Energieeffizienz zum Ziel. Um das Ziel der Dekarbonisierung des Energiesystems zu erreichen, müssen Heiz- und Antriebssysteme zunehmend elektrifiziert werden. Es ist deshalb davon auszugehen, dass der Strombedarf trotz Effizienzmassnahmen in Zukunft steigen wird. Gemäss den im erläuternden Bericht erwähnten Schätzungen müssen die Ausbauzielwerte daher um rund 50 Prozent höher liegen als noch in der Botschaft zur Energiestrategie 2050 aus dem Jahr 2013 angenommen. Unseres Erachtens stellt sich damit die Frage, ob im Hinblick auf höhere Ausbauziele 2050 auch bereits die Ziele für 2035 angehoben werden müssten. Eine solche Anhebung hat möglicherweise Auswirkungen auf die Fördermassnahmen, weshalb die Konsistenz von Förderwirkung und Zielsetzung nochmals zu prüfen ist.

2/5

Die Vernehmlassungsvorlage sieht einen Wechsel vom bestehenden Einspeisevergütungssystem zu Investitionsbeiträgen vor, was wir, auch aus administrativen Gründen, ausdrücklich begrüssen.

Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist der Fokus in Zukunft noch stärker auf den Winter zu richten. Mit dem schrittweisen Wegfall der Kernenergie bestehen berechtigte Zweifel, ob die Schweiz in Zukunft jederzeit damit rechnen kann, den fehlenden Stromanteil wie bisher über Importe aus Deutschland und Frankreich abdecken zu können. Technologien, die im Winter einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, sind deshalb auch aus Sicht der Fördermassnahmen prioritär zu behandeln. Zu diesen Technologien gehört neben der Wasserkraft insbesondere die Windenergie. Windenergieanlagen sollten deshalb wie bestimmte Wasserkraftwerke oder Photovoltaikanlagen bevorzugt behandelt werden können, beispielsweise bei der Ausdehnung der Projektierungsbeiträge. Für die Versorgungssicherheit werden die Vielfalt an Technologien, neben Photovoltaik-Anlagen und Windenergie auch die Biomasse-/Holzverstromung und die Geothermie, und ihr Zusammenspiel zentral sein. Dem Aspekt eines auf verschiedenen Technologien basierenden Stromversorgungsmodells ist daher im Fördermodell stärker Rechnung zu tragen. Zudem sollen eigene Ziele für den Ausbau der Winterstromproduktion in Art. 2 aufgenommen werden.

Um eine Regelungslücke und einen Unterbruch der Förderung zu vermeiden, müssen die auslaufenden Regelungen (Einspeisevergütungssystem, Marktprämie und Priorisierung erneuerbarer Energie in der Grundversorgung) verlängert werden, falls die neuen Regelungen nicht per 2023 in Kraft gesetzt werden können.

2. Bemerkungen zu einzelnen Artikeln

Art. 24, 35 und 36

Wir begrüssen grundsätzlich die Hervorhebung der besonderen Bedeutung der Wasserkraft für die Stromversorgung der Schweiz. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass das Bundesamt für Energie in seiner Potenzialstudie aus dem Jahr 2019 davon ausgeht, dass der mögliche Ausbau bei Gross- und Kleinwasserkraft zusammen noch 1.56 TWh beträgt. Der Schwerpunkt beim Ausbau muss daher auf Photovoltaik-, Wind-, Biomasse- und Geothermieanlagen liegen. Die Schwerpunkte bei der Fördermittelzuweisung aus dem Netzzuschlag sind aufgrund der realistischen Ausbaupotenziale zu setzen.

Art. 25 Abs. 3

Wir begrüssen die Erhöhung des Förderbeitrags auf max. 60 % der Investitionskosten für grosse Photovoltaikanlagen mit Volleinspeisung. Hauptthemnisse für den Zubau

von grossen Photovoltaik-Anlagen ohne oder mit wenig Eigenverbrauch sind die hohen Anfangsinvestitionen sowie die Unsicherheit der Investoren, den Solarstrom mindestens kostendeckend veräussern zu können. Die Nachfrage der Verbraucher nach teureren Photovoltaik-Stromprodukten ist erfahrungsgemäss gering, und mit den Grosshandelspreisen auf den Strommärkten können die Photovoltaik-Strompreise kaum konkurrieren.

Art. 25a

Die Einführung von Auktionen halten wir für ein geeignetes Mittel, um die finanziellen Mittel des Bundes effizient einzusetzen, da nur die günstigsten Angebote einen Zuschlag erhalten. Wir begrüssen insbesondere die Differenzierung zwischen Anlagen mit und Anlagen ohne Eigenverbrauch sowie die Möglichkeit, die Zuschlagskriterien variabel zu halten. Die Berücksichtigung der Stromproduktion im Winterhalbjahr als Zuschlagskriterium erachten wir als sehr sinnvoll. Um zudem den Absatz des in der Schweiz produzierten Solarstroms zu unterstützen, ist im Rahmen einer Überarbeitung des Stromversorgungsgesetzes ein schweizweit fixer Mindestanteil von lokalem Solarstrom im Standardstromprodukt oder in der Grundversorgung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorzusehen.

Bei den Auktionen für die Einmalvergütung gilt gemäss Absatz 3 die Leistung als Hauptkriterium für den Zuschlag. Für grosse Photovoltaikanlagen bedeutet dies beispielsweise, dass sonnenreiche Regionen bevorzugt werden. Aus Effizienz­sicht ist dies grundsätzlich richtig. Zu berücksichtigen sind jedoch auch die Aspekte Versorgungssicherheit und Netzstabilität. Dies ist auf Verordnungsstufe zu präzisieren.

Art. 27

Bei der Förderung von Holzkraftwerken mit Investitionsbeiträgen ist die natürliche Speich­erfähigkeit von Holz zu berücksichtigen. Die Investitionsbeiträge sind deshalb mit Blick auf die Versorgungssicherheit an Bedingungen zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr zu knüpfen.

Art. 27a

Absatz 1:

Die Förderungsgrenze bei der Windenergie von 10 MW ist aufzuheben. Es ist kein Grund ersichtlich, die Investitionsbeiträge bei der Windenergie nach unten bei 10 MW zu begrenzen. Zum einen liegt mit der Definition des „nationalen Interesses“ die für Grosswindenergieprojekte entscheidende Grösse bei einer Jahresproduktion von 20 GWh. Unter 20 GWh werden es Windenergieprojekte in der Interessenabwägung schwer haben. Zum anderen ist die Förderung von Pilotanlagen zu ermöglichen. Es ist davon auszugehen, dass in einzelnen Regionen die Nutzung der Windenergie nur über

4/5

erfolgreiche Pilotanlagen erfolgen kann. Zudem werden mit der Limite von 10 MW Kleinwindenergieprojekte (Kleinwindenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von maximal 30 Metern gemäss der Mehrzahl der kantonalen Richtpläne) von der Förderung ausgeschlossen. Das ist für uns nicht nachvollziehbar, da Kleinwindenergie- in Kombination mit Photovoltaikanlagen im Kleinen genauso sinnvoll sein können wie Grosswindenergieanlagen im grossen Massstab. Dies gilt insbesondere für Kleinwindanlagen in der Nähe von landwirtschaftlichen Betrieben.

Absatz 2:

Dieser ist dahingehend zu ändern, dass der Investitionsbeitrag nicht „höchstens 60 Prozent“ sondern „60 Prozent“ der Investitionskosten beträgt. Der Begriff der „anrechenbaren Investitionskosten“ ist klar zu definieren und grosszügig auszulegen. Windenergieanlagen produzieren zwei Drittel ihres Jahresertrags im Winterhalbjahr. Die Windenergie ist deshalb für die Erhöhung der Winterstromproduktion von grosser Wichtigkeit.

Absatz 3:

Projektierungsbeiträge für Windenergieprojekte sind nicht auf die Windmessungen zu beschränken. Eine solche Beschränkung ist nicht nachvollziehbar und stellt eine Diskriminierung gegenüber Wasserkraft- und Geothermieprojekten dar. Die Durchführung und Auswertung einer Windmessung macht nur einen Bruchteil der gesamten Projektierungskosten aus und wird häufig bereits durch die Kantone finanziell unterstützt.

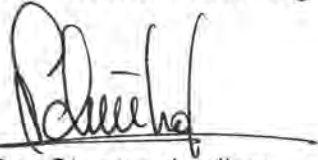
Art. 44 Abs. 1

Wir begrüssen es, dass die Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten ausgedehnt werden. Aus psychologischen Gründen sind Angaben zu den Betriebskosten zu bevorzugen. Diese werden beim Kaufentscheid meist ausgeblendet. Auf zusätzliche Angaben zur Umweltbelastung ist zu verzichten, weil die Etiketten dadurch unnötig kompliziert werden und die Differenzen zwischen den einzelnen Modellen zu gering sind. Zusätzliche Angaben im Zusammenhang mit dem Energieverbrauch beim Kauf von Anlagen, Fahrzeugen und Geräten sind auf Kosten und Nutzen zu prüfen. Auf Angaben mit viel Erklärungsbedarf und wenig Differenzierungspotenzial ist zu verzichten.

5/5

Mit freundlichen Grüßen

Der Präsident des Regierungsrates



Der Staatsschreiber





Frau Simonetta Sommaruga, Bundesrätin
Bundesamt für Energie
Per Email an:
EnG@bfe.admin.ch

Bern, 10. Juli 2020

Vernehmlassungsantwort zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Gelegenheit, uns zur Revision des Energiegesetzes zu äussern. Dieses zweite Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 muss den Anforderungen durch die Ziele Netto-Null-Treibhausgas-Emissionen und Atomausstieg gerecht werden und gleichzeitig sicherstellen, dass der dafür notwendige Umbau des Energiesystems die bestehende Biodiversitätskrise nicht weiter verschärft.

Das bisherige Energiegesetz trägt dem zu wenig Rechnung, der vorliegende Entwurf leider auch. Es sind deutlich stärkere Anstrengungen in den Bereichen Suffizienz und Effizienz nötig. Die Zielwerte für den umweltverträglichen Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen ausser Wasserkraft müssen deutlich erhöht werden, gemessen an den Herausforderungen Atomausstieg und Dekarbonisierung. Bei der Wasserkraft hingegen ist aus Gründen des Biodiversitätsschutzes und auch aus Überlegungen zum wirtschaftlichen Umgang mit Fördermitteln auf die Festsetzung von zu erreichenden Ausbauzielen zu verzichten. Das System Energiegesetz ist zudem nicht kohärent, weil die Massnahmen sich nicht an der Zielerreichung orientieren, sondern zusätzliche Beschränkungen aufweisen (Befristung und finanzielle Begrenzung der Finanzierungsmassnahmen). Ausserdem ist konsequent darauf zu achten, dass der Ausbau nicht einseitig auf Kosten der Biodiversität, sondern den Zielen des Gesetzes entsprechend auch umweltverträglich erfolgt. Raumplanerische Vorgaben sowie klare Förderbedingungen- und Kriterien sollen den Schutz der noch wertvollen, biodiversen Gebiete sicherstellen.

Die vorgeschlagenen Massnahmen reichen zudem nicht aus, um den nötigen Schub für die Erschliessung insbesondere der Solarenergiepotenziale sowie der Effizienzpotenziale zu bringen.

Die EVP Schweiz beschränkt sich in ihrer Antwort auf einige zentrale Empfehlungen sowie Anträge zu einzelnen Artikeln. Im Übrigen verweisen wir auf die Stellungnahme der Umweltverbände, die wir im Grundsatz unterstützen.

Beschleunigter Ausbau der Stromproduktion aus umweltverträglichen Energiequellen

Der Strombedarf der Schweiz soll über das Jahr gesehen aus umwelt- und naturverträglichen erneuerbaren Energien gedeckt werden. Um diesem Grundsatz gerecht zu werden, den Atomstrom in absehbarer Zeit zu ersetzen und die klimapolitischen Zielsetzungen nicht zu gefährden, sind jedoch höhere Ziele und ein ra-

scherer Ausbau nötig, als dies der Bundesrat derzeit vorsieht. Wir empfehlen, ein Ziel für die Jahresstromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft in der Grössenordnung von 35 TWh bis 2035 festzulegen.

Langfristiges Finanzierungssystem für eine umweltverträgliche Stromversorgung

Der Bundesrat will das bestehende Förderinstrumentarium verlängern und ergänzen. Dieses Verständnis ignoriert jedoch, dass in einem (europäischen und liberalisierten) Strommarkt grundsätzlich zu geringe Investitionsanreize für neue Produktionsanlagen oder eine umfassende Erneuerung oder ökologische Sanierung bestehender Anlagen bestehen. Dies gilt verstärkt, wenn die Schweiz ihren Strommarkt öffnet, was der Bundesrat in der parallelen Revision des StromVG anstrebt und für Grossverbraucher seit 2009 gilt. Wir empfehlen, die Mittel für Massnahmen, die einer umweltverträglichen Energieversorgung dienen, deutlich zu erhöhen (Effizienzmassnahmen, Ausbau Photovoltaik, ökologische Sanierung Wasserkraft). Sowohl die Höhe als auch die zeitliche Begrenzung des Netzzuschlagsmaximums und der Finanzierungsinstrumente sind an der Zielerreichung auszurichten. Zudem sollen klare Finanzierungsbedingungen und Kriterien die Umweltverträglichkeit des geförderten Stroms sicherstellen: Technologien und Projekte in schützenswerten Gebieten bzw. mit besonders schlechtem ökologischen Kosten-Nutzen Verhältnis sollen von der Finanzierung ausgeschlossen werden und es ist sicherzustellen, dass nur Anlagen von den vorgeschlagenen Finanzierungsmassnahmen profitieren, welche die Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) sowie des Natur- und Heimatschutzgesetzes vollständig umsetzen.

Planungs- und Investitionssicherheit für Photovoltaik

Der Bundesrat setzt auf einmalige Investitionsbeiträge für Photovoltaik-Anlagen. Diese werden jedoch den erheblichen Unsicherheiten, die bezüglich der Entwicklung des Strompreises herrschen, nicht gerecht. Dieses Risiko wird auf die Projektanten abgewälzt – mit der Folge, dass diese im Falle von Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen höhere Preise verlangen werden oder im Falle von kleineren Anlagen vollständig auf die Projekte verzichten. Zumindest für die Photovoltaik sind daher zusätzliche Finanzierungsinstrumente zur Abfederung des Marktpreisrisikos (z.B. gleitende Marktprämie) zu ermöglichen oder eine Mindestinspeisevergütung festzulegen.

Anträge zu einzelnen Artikeln:

Art. 1 Abs. 2 Bst c; Zweck

Antrag

Es bezweckt: c. den Übergang hin zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung umwelt- und naturverträglicher erneuerbarer, insbesondere einheimischer Energien, gründet.

Begründung

Mit dem Ziel, Netto Null Treibhausgasemissionen zu erreichen, haben nicht erneuerbare und umwelt- und natur-unverträgliche Energien mittelfristig keinen Platz mehr. Die Energieversorgung muss vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden.

Art. 2; Ziele für den Ausbau von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Antrag

Abs. 1: Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei 35 TWh liegt.

Aus Gründen des Biodiversitätsschutzes und auch der sinnvollen Mittelallokation fordern wir, dass keine separaten Ausbauziele für die Wasserkraft festgelegt werden. Abs. 2 ist zu streichen.

Begründung

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, die bestehenden Atomkraftwerke nicht durch neue zu ersetzen. Im aktuellen Energiegesetz ist ein Ausbau-Richtwert für neue erneuerbare Energien ausser Wasserkraft von 11,4 TWh Jahresproduktion bis 2035 festgeschrieben, die Wasserkraft soll bis dann 37,4 TWh liefern. Der Bundesrat will den Richtwert in ein verbindliches Ziel überführen. Bis 2050 sieht der Bundesrat ein Ziel von 24,2 TWh aus neuen erneuerbaren Energien bzw. 38,6 TWh aus Wasserkraft vor. Im erläuternden Bericht ist erwähnt, dass dieses auf Basis noch zu erfolgenden Modellierungen (Energieperspektiven 2050+) um ca. 50% erhöht werden könnte. Gemessen an den Herausforderungen reicht das jedoch nicht aus bzw. kommt zu spät:

- Ersatz Atomkraft: Rund 20 TWh pro Jahr (ohne Mühleberg).
- Dekarbonisierung: Der Bundesrat hat im August 2019 das Ziel Netto Null Treibhausgasemissionen bis 2050 verabschiedet und dies Anfang April 2020 mit der Absicht zur Erarbeitung eines Gegenvorschlags zur Gletscherinitiative auf Verfassungsebene bekräftigt. Damit das Ziel Netto Null bis 2050 erreicht werden kann, sind die Sektoren Verkehr, Industrie sowie Gebäudewärme und -kälte möglichst vollständig zu dekarbonisieren, was zu einem wesentlichen Teil über erneuerbaren Strom geschehen wird (Elektromobilität und Wärmepumpen sowie Klimaanlage). Heutigen Abschätzungen zufolge ergibt sich dadurch ein Strommehrbedarf im Umfang von rund 20-40 TWh pro Jahr. Verstärkte Bemühungen im Bereich Effizienz und Suffizienz können diesen Zusatzbedarf reduzieren. Zusammen mit dem zu ersetzenden Atomstrom gehen wir gesamthaft von 35 TWh aus, die nötig werden.
- Zeithorizont: Der Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien stellt eine rasch umsetzbare, günstige und bewährte Klimaschutzmassnahme dar. In anderen Sektoren wie z.B. dem Flugverkehr oder der Landwirtschaft wird es mehr Zeit brauchen, um Lösungen zu erarbeiten und umzusetzen. Aus heutiger Sicht ist es wahrscheinlich, dass zumindest Teile dieser Lösungen ebenfalls zu einem Mehrbedarf an erneuerbaren Strom führen. Es macht daher Sinn, den Fahrplan für die heute bereits bekannte nötige Substitution zu beschleunigen und bis 2035 umzusetzen. Abgesehen davon legen die Erkenntnisse der internationalen Klimawissenschaft nahe, dass wohlhabende und wirtschaftsstarke Industrienationen wie die Schweiz deutlich schneller das Dekarbonisierungsziel erreicht haben müssen als ärmere Länder mit geringerer Kohlenstoffschuld. Damit wir im globalen Mittel im Jahr 2050 netto null Emissionen erreichen, muss die Schweiz diesen Meilenstein deutlich früher erreichen.
- Versorgungssicherheit: Erhöhte Stromimporte, die bei einem späteren Ausbau der erneuerbaren Energien mindestens vorübergehend notwendig würden, werfen bei verschiedenen Akteuren, darunter der Elektrizitätskommission des Bundes (ElCom), Fragezeichen und Unsicherheiten auf.

Ein beschleunigter Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien erhöht darüber hinaus die inländische Wertschöpfung, was der Wirtschaft zugutekommt.

Es sind primär jene Energiequellen mit möglichst hohen verbleibenden Potentialen aber geringen negativen Auswirkungen auf Natur und Umwelt auszubauen. In der Schweiz ist dies insbesondere die Photovoltaik. Im Zusammenspiel mit Anstrengungen zu Effizienz und Suffizienz reichen sie gemäss vorhandener Potentialstudien bei weitem aus, um den oben genannten Bedarf zu decken.

Bei der Wasserkraft hingegen ist sowohl das technisch sinnvoll nutzbare Potential praktisch erschöpft, als auch die ökologische Verträglichkeit eines Zubaus nicht mehr gegeben. Seit 2012 wurden durchschnittlich bereits 640 GWh/Jahr zugebaut. Selbst die Wasserkraftpotenzialstudie des BFE3 weist unter heutigen Nutzungsbedingungen deshalb ein negatives Potential für die Wasserkraft für 2050 aus. Das Produktionsziel für Wasserkraft wäre dementsprechend maximal auf dem heutigen Wert festzulegen. Ein höherer Wert stünde in direktem Konflikt mit geltenden Anforderungen für die ökologische Sanierung der Wasserkraft und dem Schutz der letzten wertvollen Biotop. Das Festhalten an einem nicht umweltverträglich zu erreichenden Ausbauziel von geringer Grössenordnung, führt zu unverhältnismässigen Eingriffen in die bereits stark belastete Biodiversität aquatischer Lebensräume. Wir sehen der Erhalt der aktuellen Produktion aus

Wasserkraft als wichtig an. Den Druck auf den weiteren Ausbau zu erhöhen ist aber aufgrund der unbestritten bescheidenen Restpotenziale nicht matchentscheidend für die Energiestrategie. Viele Windenergiestandorte sind ebenfalls bezüglich Biodiversität problematisch und es sind bereits auf Richtplanstufe bessere Abklärungen bezüglich Biodiversität nötig.

Art. 3; Verbrauchsrichtwerte

Antrag

Wir empfehlen dem Bundesrat,

- die unverbindlichen Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 in verbindliche Ziele für 2035 und 2050 zu überführen,
- das Stromverbrauchsziel gemäss Abs. 2 mit dem Ausbauziel der Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 2 so in Übereinstimmung zu bringen, dass die Produktion im Jahresmittel bei der angenommenen Bevölkerungsentwicklung ungefähr den Bedarf decken kann.

Begründung

Wie bei den erneuerbaren Energien werden die gesetzlichen Zielwerte erst dann wirkungsvoll, wenn sie von unverbindlichen Richtwerten in verbindliche Ziele umgewandelt werden.

Die heutigen Stromverbrauchsrichtwerte entsprechen ungefähr einer Stabilisierung des absoluten Stromverbrauchs, das erscheint angesichts der vollständigen Dekarbonisierung und der damit einhergehenden Elektrifizierung unrealistisch. Die Elektrifizierung durch umwelt- und naturverträgliche erneuerbare Energien bringt grosse Effizienzgewinne in einer Gesamtenergiebetrachtung.

Art. 25; Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen

Wir begrüssen die Einführung von erhöhten Vergütungssätzen für Anlagen mit Volleinspeisung (Abs. 3). Anlagen, die sich nicht über den Eigenverbrauch finanzieren können, sind sonst benachteiligt.

Antrag 1; einheitlicher Rückliefertarif

Wir empfehlen dem Bundesrat, für kleinere Solaranlagen, die nicht der Direktvermarktung unterliegen, ein schweizweit einheitliches Minimum für den Rückliefertarif gemäss Art. 15 einzuführen, der in Kombination mit der Einmalvergütung eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht. Falls auf einen einheitlichen Rückliefertarif verzichtet wird oder beides möglich sein soll z.B. als Wahlmodell, dass sich die Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen gemäss Art. 25 an einer angemessenen Verzinsung des investierten Kapitals orientieren.

Begründung

Für kleinere Anlagen (mit oder ohne Einmalvergütung), die nicht der Direktvermarktung unterliegen, ist der Rückliefertarif wesentlich für die Rentabilität. Der Rückliefertarif dient ausserdem dazu, die Vorteile von dezentralen Kleinanlagen zu würdigen, namentlich die verringerten Netzausbaukosten im Vergleich mit grossen Anlagen. Zusammen mit den Einmalvergütungen soll eine angemessene (marktgerechte) Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht werden (z.B. analog WACC für erneuerbare Energien). Heute herrschen in den Gemeinden riesige Unterschiede, was die Einspeisevergütung betrifft. Dementsprechend gibt es Gemeinden, in denen sich der Bau von Kleinanlagen nicht auszahlt, da trotz Förderung die Investition nicht amortisiert werden kann.

Antrag 2; Bonus für voll ausgenutzte Dachflächen

Für die vorgeschlagenen Investitionsbeiträge gemäss Art. 25 soll ein zusätzlicher Beitrag ausgeschüttet werden, wenn die gesamte Dach- oder Fassadenfläche mit Photovoltaikanlagen ausgestattet wird. Als gesamte Fläche wird auch betrachtet, wenn ein Teil der Fläche für eine Nutzung für andere Energiegewinnung (z.B. Solarwärme).

Begründung

Weil bei Einmalvergütungen der Anteil des eigenverbrauchten Stroms die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst, werden heute Dächer oft nur teilweise für Solarenergie genutzt. Das ist volkswirtschaftlich und auch hinsichtlich der Potenzialausnutzung unsinnig. Um dem entgegenzuwirken, soll ein Bonus für Anlagen, die die Dachfläche vollständig ausnutzen (Details sind zu definieren), eingeführt werden.

Antrag 3; Ausrichtung am Winterstrom

Analog zu Antrag 2 soll ein Bonus für Anlagen, die viel Winterstrom liefern und dadurch auf einen Teil der Jahresernte verzichten (typisch für steil aufgestellte Anlagen, z.B. an Fassaden oder auf Ost-West-Dächern) eingeführt werden. Es ist auf eine unbürokratische Ausgestaltung zu achten.

Begründung

Damit kann der Versorgungssicherheit im Winter zusätzlich Rechnung getragen werden. Zudem können zusätzliche Anlagen auf Infrastrukturen und Gebäuden, die nicht jahresertragsoptimiert (nach Süden) ausgerichtet sind, ermöglicht werden.

Antrag 4; raumplanerische Massnahmen

Wir empfehlen dem Bundesrat, dass

- der Bund, die Kantone und die Gemeinden aktiv ihre Bauten und Anlagen für Photovoltaikanlagen zur Verfügung stellen und eine Standortvorsatzpolitik entwickeln (zu gründen in neuem Artikel),
- Massnahmen getroffen werden, die die Bereitstellung von Flächen für die infrastrukturgebundene Photovoltaik begünstigen (zu gründen in neuem Artikel).
- im Raumplanungsgesetz Vorgaben gemacht werden, damit bei infrastrukturgebundenen Photovoltaikanlagen an Lärmschutzwänden, Staumauern oder ähnlichem ein vereinfachtes Bewilligungsverfahren möglich ist.

Aufgrund der Transformation von zentralen zu dezentralen Produktionsanlagen werden künftig viel mehr Flächen der Stromproduktion dienen als heute. Gemäss Berechnungen des Bundesamts für Energie (BFE) weist allein die Solarenergie Potenziale von 67 TWh auf bestehenden Gebäuden (Dächer und Fassaden) auf. Besonders geeignete Standorte (infrastrukturgebundene Pilotanlagen z.B. Lärmschutzwände, Zäune, Strassen, Stauseen etc.) sollen präferiert werden.

Mehr Planungs- und Investitionssicherheit garantiert allein noch nicht, dass die Potenzialflächen für Photovoltaikanlagen in genügendem Umfang aktiviert werden. Dafür sind die Erträge aus der Stromerzeugung derzeit gerade für Kleinanlagen zu gering. Der Bund soll deshalb dafür sorgen, dass Kantone und Gemeinden eigene Flächen zur Verfügung stellen oder selber mit Anlagen bestücken. Und er soll dafür sorgen, dass auch Private ihre Flächen Dritten für die Bestückung mit Anlagen zur Verfügung stellen. Wahrscheinlich ist dafür ein Mix zwischen finanziellen Anreizen (Abgeltung im Sinne einer Konzession/Pacht für die Fläche) und einer Vorschrift im Falle von Gebäudesanierungen mit Flächen von besonders hohem Potenzial sinnvoll.

Art. 35; Netzzuschlag: Erhebung und Verwendung

Antrag

Wir empfehlen dem Bundesrat, das Netzzuschlagsmaximum gem. Abs. 3 von derzeit 2,3 Rp./kWh sowie dessen Zuteilung in Art. 35 derart auszugestalten, dass sich dieses dynamisch und rasch nach den Zwecken gemäss Art. 1 und den Zielen gemäss Art. 2 und 3 ausrichtet. Dazu gehört bei Bedarf auch eine saisonale Differenzierung sowie die Verknüpfung mit den Strommarktpreisen.

Begründung

Im nicht liberalisierten Markt konnten die Stromversorger vor 2009 ihren gebundenen Kunden die vollen, durchschnittlichen Gestehungskosten der Stromproduktion verrechnen. Seit 2009 ist das nur noch bei

Kleinverbrauchern möglich. In einem geöffneten Markt können allen KonsumentInnen nur noch Grenzkosten weiterverrechnet werden. In der EU ist die Marktliberalisierung umgesetzt, die Preise am Schweizer Strommarkt richten sich massgeblich nach dem europäischen Strommarkt. Es braucht deshalb und auch hinsichtlich der geplanten Strommarktöffnung in der Schweiz ein Instrument, welches die Anfangsinvestitionen bei der Erstellung neuer Produktionsanlagen sowie ökologische Sanierungs- und Erneuerungsinvestitionen bestehender Anlagen absichert. Diese Kosten können über den Netzzuschlagsfonds abgegolten werden. Die Stromkunden zahlen Geld in den gemeinsamen Netzzuschlagsfonds, aus dem es vom Bund an Bauwillige verteilt wird. Das ist genauso verursachergerecht wie das Modell der direkt überwälzten Gesteungskosten im nicht liberalisierten Markt, aber günstiger, da der Bund das Geld nach wettbewerblichen Regeln verteilen kann.

Weil die Zwecke dieses Gesetzes nur mit einem deutlichen Ausbau neuer erneuerbarer Produktionsanlagen, verstärkten Anstrengungen im Suffizienz- und Effizienzbereich, sowie bei der Ökologisierung des bestehenden Wasserkraftparks erreicht werden können, sind sowohl die heutige maximale Höhe des Netzzuschlags als auch die zeitliche Befristung wenig sinnvoll und führen zu unnötigen Planungs- und Investitionsunsicherheiten. Die Höhe des Netzzuschlags soll sich nach der Zielerreichung (anhand der Ausbau- und Verbrauchsziele, Gewährleistung der Versorgungssicherheit) und den Marktgegebenheiten (Strompreise, höhere Investitionskosten in der Schweiz als im benachbarten Ausland) ausrichten. Das gilt umso mehr, als die geplante vollständige Marktöffnung die Ausgestaltung bisheriger, für gewisse erneuerbare Energien wie Photovoltaik zentrale Finanzierungsinstrumente wie den Rücklieferatarif infrage stellt.

Art. 37, Abs. 4; Netzzuschlagsfonds

Antrag

Wir empfehlen das Verschuldungsverbot aufzuheben. Der Absatz würde entsprechend lauten: *«Die Mittel des Netzzuschlagsfonds sind zu verzinsen.»*

Begründung

Der Bundesrat hat der Motion Damian Müller 19.3742 zugestimmt, ist nun aber offenbar zum Schluss gekommen, dass keine Gesetzesänderung nötig ist. Der erläuternde Bericht nennt dafür jedoch keine materiellen Gründe. Ohne gesetzliche Grundlage ist eine Änderung der bisherigen Praxis nicht sichergestellt.

Wir bitten Sie, unsere Vorschläge und Anliegen zu prüfen, und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Marianne Streiff-Feller
Präsidentin EVP Schweiz



Roman Rutz
Generalsekretär EVP Schweiz

Bundesamt für Energie

Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien

Dienst Führungsunterstützung

3003 Bern

Email: Eng@bfe.admin.ch

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Sommaruga,
Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme für die vorgeschlagene Revision des Energiegesetzes. Als Ortspartei der Gemeinde Weiningen sind wir im besonderen Masse von Umweltauswirkungen durch eine wachsende Mobilität, Bevölkerungswachstum und dem Klimawandel in Rebbau und Landwirtschaft betroffen.

Ausschliesslich auf unserem Gemeindegebiet liegt das Limmattaler Autobahnkreuz, das Südportal des Gubristtunnels, die Abfalldeponie Hardwald der Stadt Zürich. Wir sind aber auch ein gut funktionierendes Dorf mit 5000 Einwohnern und einem lebendigen Vereinsleben.

Die FDP von Weiningen ZH trägt den gesellschaftlichen Konsens, bis 2050 den CO2 Ausstoss auf netto Null zu senken, mit Überzeugung mit. Dabei werden in der Schweiz die Wasserkraft und die Photovoltaik mit Abstand die wichtigsten Stromquellen sein und 90% der einheimischen Strommengen produzieren.

Wir sind allerdings sehr besorgt, dass die marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Erreichung des Zieles mit der vorliegenden Revision des Energiegesetzes nach wie vor nicht geschaffen werden und Anreize dort nicht geschaffen werden, wo sie notwendig wären.

Wir möchten in der Folge speziell auf nachstehende Aspekte hinweisen und unseren Beitrag nicht nur zu einer CO2-freien Schweiz, sondern auch zu einer günstigen marktwirtschaftlichen Stromversorgung beitragen.:

1. Marktliberalisierung

Wir vermissen eine gesetzliche Verpflichtung zu einer vollständigen Strommarktliberalisierung bis zum 31.12.2025 in den Bereichen Stromproduktion, -einkauf, -speicherung, -transport- und -verteilung. Die Schweiz verliert seit 20 Jahren den Anschluss an die seit 2007 liberalisierten Märkte. Es sind nicht nur Produkte der Stromproduktion, sondern auch Produkte der Strompreisabsicherung, virtuelle Kraftwerke, Demand Side Management (Nachfrageoptimierung), Quartiernetze, Power to X Anlagen (verstehen die das?) hiervon stark betroffen, da unsere Gesetzgebung als wirtschaftlicher Rahmen einer ganzen Branche nach wie vor keine langfristige Investitionsmöglichkeiten und -volumen bietet. Damit finden Investitionen von mehreren Milliarden jährlich kein optimales Investitionsklima in der Schweiz. Wir haben es seit 10 Jahren verpasst, das Tiefzinsniveau der Schweiz für den Umbau der Schweizer Strominfrastruktur zu nutzen – weil wir für Schweizer Fonds und Pensionskassen nicht investierbar sind

Diese Liberalisierung ist also (gerade heute nach der Coronakrise) dringend notwendig, um den Umbau der Stromversorgung unter den Aspekten der Nachhaltigkeit, der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit umzusetzen.

Der Stromkonsument leidet heute unter den staatlichen Monopolen der Stadt- und Kantonswerke. Der Stillstand in der Absicherung der Selbstversorgung des Schweizer Strommarktes ist schädlich für den Wirtschaftsstandort Schweiz.

Die gescheiterte KEV hat seit 2009 zu einer Jahresproduktion der erneuerbaren Energien von lediglich 4% des Jahresstrombedarfes geführt.

Solarstrom und Wasserkraftstrom sind die einzigen wichtigen Quellen der Stromerzeugung der Zukunft – der Rest ist vernachlässigbar.

Verkehr, Industrie und Gewerbe sollen gemäss der Energiestrategie 2050 ihren Verbrauch bis 2050 auf Strom, oder CO₂-neutrale Energien umstellen. Im Resultat wird die Schweiz bis 2050 40%-50%, oder 30 TWh mehr Strom benötigen. Dafür haben wir noch 29 Jahre zur Verfügung, was einen Zubau in der Grössenordnung von 1000 GWh pro Jahr erfordert. Da die Produktion der Wasserkraft nicht gesteigert werden kann, muss dies die PV-Solarindustrie mit einem jährlichen Zubau von rund 1000 MW_{pAC} leisten.

Soll vermehrt Winterstrom produziert werden, um den Speicherbedarf zu vermindern, so müsste ein grosser Teil des Solarstromes im alpinen Raum über 1800 m.ü.M. installiert werden. Dort gibt es allerdings keine Dächer, ausser man würde diese für Kühe errichten, die dann wegen der alpinen Kälte dennoch nicht darunter wiederkäuen. Es gibt also in dem Alpenraum massiv zu geringe Flächen, bei denen ein raumplanerisches, oder parzellenscharfes Baurecht für PV Anlagen besteht. Einzig die öffentliche Hand könnte durch eine Zweckentfremdung eigener Flächen Solaranlagen auf militärischen und anderen Sonderflächen realisieren.

2. Schaffung von Marktpotenzial für einen kosteneffizienten Ausbau der erneuerbaren Energien

Für Hausdächer und Industrieanlagen betragen die Investitionen immer Fr./kW 2000.— bis 5000.— und sind etwa doppelt so hoch wie im benachbarten Deutschland. Wegen einer zunehmenden Verknappung von idealen Dachflächen, werden die Ziele des Solarausbaus von 1000 MWp voraussichtlich nicht nachhaltig erreicht werden können.

Freiflächen PV Anlagen können auf ertragsarmen Böden, Randflächen, Deponien, Wasseroberflächen und im alpinen Raum nicht errichtet werden, weil die raumplanerischen Voraussetzungen nicht vorhanden sind. Um dies zu ändern, sind gesetzliche Regelungen des Bundes und der Kantone notwendig.

Die Investitionskosten für solche Anlagen liegen aktuell bei rund 600 Fr./kWp, oder bei Stromherstellkosten im Bereich von 5 Rp./kWh. Damit könnte der Industriestandort Schweiz weiter mit nachhaltigem Strom zu interessanten

Konditionen, sicher versorgt werden. Eine starke Industrie leistet auch einen wesentlichen Beitrag zu Forschung, Entwicklung, Innovation und dem Dienstleistungssektor.

Mit den im neuen Energiegesetz vorgesehenen wettbewerblichen Ausschreibungen können nur dann tiefe Gebote erzielt werden, wenn ein grosses, kostengünstiges (ca. Fr. 2000.—pro ha/Jahr) Flächenangebot mit Baurecht zur Verfügung steht. Dies würde dazu führen, dass eine echte Projektkonkurrenz entsteht.

Bodenflächen mit Baurecht für Freiflächen PV Anlagen sind auch wichtig, damit Anlagen im alpinen Raum konkurrenzfähig zu Dachanlagen werden (VERSTEHT MAN NICHT!!). Technologieneutrale Ausschreibungen liefern gute Vergleiche und Indikatoren für Wettbewerbshemmnisse anderer Technologien. Diese fehlen im jetzigen Entwurf des EnG.

Mit der Netzaufgabe von 2.3 Rp/kWh auf das Volumen von 60 TWh Strom pro Jahr stehen 1.3 Mia.Fr. pro Jahr für Förderungen zur Verfügung. Es besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass für das Erreichen eines Zubaus von 1000 MWp ausreichend Mittel zur Verfügung stehen, wenn die oben erwähnte Projektkonkurrenz stattfindet. Die Netzaufgabe soll gesenkt werden, wenn die Mittel nicht benötigt werden. Damit wird sichergestellt, dass die zukünftigen Kostensenkungspotenziale realisiert werden.

Die Jahre 2009 bis 2020 mit dem KEV System haben gezeigt, dass kein echter Wettbewerbsdruck erzeugt wurde. Die Referenzkosten sind bei weitem nicht so stark gefallen, dass mit denselben Mitteln substanziell mehr Kapazität installiert werden konnte. Dies kann eindrücklich mit den Erfolgen in der Offshore Windindustrie in Deutschland und den Niederlanden verglichen werden. Dort wird für baureife Seeflächen bezahlt und nicht gefördert.

In der Schweiz könnte gleiches eintreten, wenn die bundesrechtliche Raumplanung Baurecht für Freiflächen zulässt und die Kantone geeignete Flächen mit Baurecht für Solaranlagen in genügendem Volumen festsetzen.

Die Zubauziele der Energiestrategie 2050 können somit erreicht werden. Wie viel dabei auf Freiflächen umgesetzt wird, kann durch gezielte Ausschreibungsvolumen gesteuert werden. Damit kann eine substanzielle Umsetzung auf Dachflächen bevorzugt werden.

3. Die Lage der Schweiz bezüglich Versorgungssicherheit

In den Wintermonaten ist die heimische Stromproduktion nicht ausreichend. Die Defizitmengen werden vom umliegenden Ausland geliefert. Bis 2025 werden in Süddeutschland und Frankreich rund 8000 MW aus Kernkraftwerken definitiv wegfallen. Damit werden alle Regionen des Auslandes mit Grenzanstoss an die Schweiz ein Produktionsdefizit im Winter aufweisen. Es ist ab 2025 höchst unklar, ob die Leitungskapazitäten für den Stromtransport aus anderen Landesteilen an die Grenzkoppelstellen mit der Schweiz ausreichend sein werden. Um Dunkelflauten zu überbrücken, errichtet Süddeutschland neue Reservekraftwerke (besondere netztechnische Betriebsmittel nach §11 Abs.3 EnWG). Ein kürzlich von Transnet BW publizierter Bericht zum Stromnetz 2050 in Baden-Württemberg prognostiziert ein

Produktionsdefizit im Ausmass des Schweizer Strombedarfs von 60 TWh allein für dieses Bundesland.

Dies nicht nur wegen verzögertem Leitungsausbau, sondern verstärkt durch fehlende Eigenerzeugungskapazitäten im Fall einer Dunkelflaute. Mit der Abschaltung des französischen Kernkraftwerkes Fessenheim wird auch das angrenzende Elsass stark defizitär.

Die Schweiz muss also verstärkt darauf hinarbeiten, sich in allen Lagen selber versorgen zu können.

Winterstrom könnte in der Schweiz vor allem in alpinen Regionen über 1800 m.ü.M erzeugt werden. Dort sind aber Dachflächen bis heute Mangelware und die Voraussetzungen für grossflächige Einzonungen nicht vorhanden.

Aufgrund der Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit der Energiestrategie 2050 ist es unabdingbar, dass es der Landwirtschaft möglich gemacht werden muss, ihre Flächen mehrfach zu nutzen. Biodiversität, Solarstrom und landwirtschaftliche Produktion auf Acker- und Wiesland lassen sich zum Nutzen von Natur, der Energieversorgung und der Landwirtschaft vereinen. Randgebiete können gestärkt, Alpwirtschaften und Dörfer in abgelegenen Talschaften erhalten werden.

Wir möchten auch darauf hinweisen, dass sich grosse natürliche Seen wie der Bodensee und der Genfersee hervorragend dazu eignen mehrere GWp grosse Anlagen schwimmend zu errichten. Ausgeschiedene Flächen könnten für die Errichtung von PV Anlagen versteigert werden.

Abschmelzende Gletscher hinterlassen Gebiete, in denen sich bis anhin weder Fauna noch Flora entwickelte. Diese Flächen und Volumen sollten auf die Eignung zur Erstellung von Wasser-Stromspeichern geprüft und zur Realisierung wettbewerbsfähig ausgeschrieben werden.

4. Vorgeschlagene Änderungen zum EnG Entwurf

Damit die Schweiz nicht nur die finanziellen Mittel, sondern auch die Flächen mit Baurecht für Anlagen für die Erzeugung von erneuerbarem Strom erhält, sollte das EnG an einigen wenigen Stellen ergänzt werden. Die Wirkung wird sich wegen der Kompetenz der Kantone für die raumplanerische und baurechtlichen Umsetzung erst verzögert einstellen und ihre volle Wirkung wohl erst in den Jahren nach 2030 voll entfalten. Gerade wegen dieser langen Entfaltungszeit ist die Berücksichtigung der vorgeschlagenen Änderungen bereits heute sehr wichtig. Nach unserer Einschätzung liegen weitere 10 Jahre vor uns, in denen fast ausschliesslich Dachflächen genutzt werden.

Um die Energiestrategie 2050 erfolgreich umsetzen zu können, bitten wir folgende Änderungen zu berücksichtigen:

Art10 des EnG von 2016 wird neu wie folgt formuliert:

Art. 10 Richtpläne der Kantone und Nutzungspläne

¹ Die Kantone sorgen **so rasch wie möglich, aber spätestens** bis zum **31.12.2030** dafür, dass insbesondere die für die Nutzung der **Photovoltaik**, Wasser- und Windkraft geeigneten Gebiete, **Seeoberflächen** und Gewässerstrecken im Richtplan festgelegt werden (Art. 8b Raumplanungsgesetz vom 22. Juni 1979¹). Sie schliessen bereits genutzte Standorte mit ein und können auch Gebiete, **Seeoberflächen** und Gewässerstrecken bezeichnen, die grundsätzlich freizuhalten sind.

² Soweit nötig, sorgen sie dafür, dass bis **31.12.2030** Nutzungspläne erstellt oder bestehende Nutzungspläne angepasst werden.

³ **Gebiete, die durch den Rückzug von Gletschern entstehen, werden in Richtplänen grundsätzlich für die Produktion oder Speicherung von erneuerbarem Strom vorgesehen.**

Wir stellen uns vor, dass im Richtplan solche Gebiete für die FFPV festgelegt werden, die einen geringen landwirtschaftlichen Wert haben, entlang von Infrastrukturen wie Nationalstrassen, Hauptstrassen oder Bahnen liegen oder die eine besonders hohe Winterstromproduktion erlauben. Ebenso sind ehemalige oder aktive Deponien und Abbaustandorte von Sand, Kies, Ton und Steinen einzubeziehen. Nach unserer Ansicht sollen FFPV Anlagen hohen ökologischen Ansprüchen genügen und die Weiterführung der landwirtschaftlichen Tätigkeit innerhalb der FFPV Anlage möglich bleiben.

Art 25 Investitionsbeitrag für PV Anlagen

Die Benachteiligung von Anlagen mit Eigenverbrauch gegenüber Anlagen ohne Eigenverbrauch ist nach unserer Ansicht nicht zeitgemäss und sollte aus dem Gesetz eliminiert werden.

Wir schlagen vor Art 25 EnG wie folgt zu formulieren:

¹ unverändert

² **Vorschlagstext streichen und ersetzen mit dem Text von ³, welcher neu ² wird: «Die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen beträgt höchstens 60 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen.»**

³ **streichen**

Art 25a

Zur Unterstützung des Zieles die bestehende Winterlücke zu minimieren schlagen wir folgende Änderung vor:

³ **alter Text streichen und ersetzen mit: «Der Vergütungssatz pro kWp wird mit der erwarteten Produktion in kWh Produktion in den Monaten Oktober bis April geeignet gewichtet und ist das Hauptkriterium für den Zuschlag.»**

4. Gleichstellung von Netzbenutzern (Art 4 b StromVG)

Art 4b der Stromversorgungsgesetzes befreit den Kraftwerkeigenbedarf und den Pumpstrom von Pumpspeicherkraftwerken von den Netzaufgaben. Es ist nicht zu verstehen, warum die Pumpspeicher die einzige geförderte Technologie sein soll. Dies behindert den Wettbewerb mit anderen Technologien wie Lithium Ion Batteriespeicher, Druckluftkraftwerke, Flüssigluftkraftwerke, oder Power to X Anlagen. Die Schweiz benötigt in Zukunft grosse und auch saisonale Stromspeicher. Die Ausdehnung der Befreiung auf alle Speichertechnologien, um den Wettbewerb zu fördern und die volkswirtschaftlichen Kosten zu minimieren.

5. Änderungen des Landwirtschaftsrechtes

An geeigneter Stelle im Landwirtschaftsrecht, also ausserhalb des EnG soll gleichzeitig sichergestellt (in Kraft treten so rasch wie möglich, aber spätestens bis zum 31.12.2030) werden, dass:

- es Landwirten oder landwirtschaftlichen Gesellschaften erlaubt wird, landwirtschaftliche Flächen für Freiflächenphotovoltaikanlagen (FFPV) bis zu 40 Jahren zu verpachten. Es soll aber untersagt bleiben, Flächen an Investoren für erneuerbare Energieanlagen zu verkaufen.
- die FFPV Anlage ökologischen Mehrwert schafft (Biodiversität, Fauna-, Flora- und Habitat-Massnahmen).
- Massnahmen zur Verbesserung der Landschaftsverträglichkeit, meist Hecken, mit einheimischen Pflanzen umgesetzt werden.
- der Standortgemeinde oder den Einwohnern eine Beteiligung mit allen wirtschaftlichen Chancen und Risiken von mindestens 15% an der Anlage offeriert wird
- landwirtschaftlich genutzte Flächen innerhalb der FFPV Anlage weiter subventionsberechtigt bleiben.
- die landwirtschaftliche Tätigkeit auf mindestens 40% der gepachteten Fläche möglich bleiben soll
- landwirtschaftliche Nutzung ohne synthetische Düngemittel und Pestizide erfolgen muss
- die Anlage nach Ablauf der Verpachtung an FFPV Investoren vollständig zurückgebaut werden muss. Dies betrifft auch eventuelle in den Boden eingebaute Installationen wie Fundamente, Kabelschächte, erdverlegte Kabel, etc.

Anlage:

So könnten Freiflächen PV Anlagen in der Schweiz die Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen
(Beispiel)



Quelle EWS



Quelle Badische Bauernzeitung

Verabschiedet vom Vorstand der FDP Weiningen am 16.6.2020

Mit freundlichen Grüßen
FDP Weiningen ZH

A handwritten signature in blue ink, reading "Hans-Peter Stöckl". The signature is written on a white background.

Hans-Peter Stöckl, Präsident

FDP.Die Liberalen, Postfach, 3001 Bern

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Bern, 06. Juli 2020
EnG / MM

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Vernehmlassungsantwort der FDP.Die Liberalen

Sehr geehrte Damen und Herren

Für Ihre Einladung zur Vernehmlassung oben genannter Vorlage danken wir Ihnen. Gerne geben wir Ihnen im Folgenden von unserer Position Kenntnis.

FDP.Die Liberalen hat sich in der Beratung des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 stark dafür eingesetzt, dass die Subventionierung der erneuerbaren Energien über die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) wie auch die Einmalvergütungen befristet wird. Dieses erfolgreich eingebrachte Anliegen im Sinne einer Anstossfinanzierung war einer der zentralen Gründe für die mehrheitliche Annahme der Revision des Energiegesetzes durch die FDP-Liberale Fraktion in der Schlussabstimmung wie auch für die knappe Ja-Parole der FDP zur Referendumsabstimmung im Mai 2017. Ebenfalls wichtig war der damalige Beschluss des Parlamentes zugunsten von Richtwerten bei Art. 2 EnG, was über die FDP erfolgreich eingebracht wurde, damit nicht mit starren Zielwerten operiert wird. Mit der nun beantragten, erneuten Revision des Energiegesetzes nur drei Jahre nach der erfolgreichen Volksabstimmung werden diese Beschlüsse teilweise wieder rückgängig gemacht. Diese demokratiepolitisch fragwürdigen Inhalte sind entsprechend kritisch zu beurteilen.

Die präsentierte Vorlage beinhaltet jedoch durchaus begrüssenswerte Schritte in Richtung marktnäherer Unterstützung der erneuerbaren Energien, die notwendig sind, um die inländischen Produktionskapazitäten langfristig auszubauen. Eine Verlängerung der Investitionsbeiträge bis 2035 wird jedoch aus Sicht der FDP bei weitem nicht genügen, um einerseits den grösseren Energiebedarf aufgrund der Dekarbonisierung wie auch die Stromlücke nach dem Ausstieg aus der Kernkraft zu bewältigen. Darum fordert die FDP den Bundesrat auf, diese Gesetzesrevision nochmals deutlich zu überarbeiten und unter Berücksichtigung der vollständigen Strommarktöffnung (Revision StromVG) ein umfassenderes Konzept zugunsten der Versorgungssicherheit zu präsentieren. Dabei sollen explizit auch die Förderung der Energieeffizienz und Abdeckung des Wärmebedarfs miteinbezogen werden.

Konzept Versorgungssicherheit

Wie der Bundesrat in den Unterlagen zu dieser Vernehmlassung schreibt, ist es neben der Schaffung von Anreizen zur Investition in Erneuerbare das Ziel, die langfristige Versorgungssicherheit der Schweiz zu gewährleisten. Diesem Ziel stimmt die FDP vollkommen überein. Jedoch sind wir bezüglich den in dieser Vorlage vorgeschlagenen Rezepten kritisch, da sie für die Erreichung des Zieles der Versorgungssicherheit vor allem in den Wintermonaten nicht ausreichend sind. Erfreulich ist, dass dies der Bundesrat selbst erkannt hat und im mitgelieferten Factsheet zur StromVG-Revision bereits eine Anpassung des Art. 9 StromVG in Aussicht stellt. Die darin angekündigten wettbewerblichen Ausschreibungen für einen Zubau von Produktionskapazitäten speziell in den Wintermonaten wird ausdrücklich von der FDP begrüsst.

Die FDP fordert den Bundesrat aber auf, die Versorgungssicherheit als gesetzgeberisches Gesamtkonzept zu sehen und sie nicht als Einzelprojekte im Parlament zu behandeln. Darum müssen die EnG-Revision zusammen mit der vollständigen Öffnung des Strommarktes wie auch der Flexibilisierung des Wasserzinses als Konzept gesehen werden. Wie bereits in der [Stellungnahme](#) zur Revision des StromVG gefordert, braucht es dafür marktnahe, technologie neutrale Modelle zugunsten der einheimischen Stromproduktion. Der Bundesrat soll diesbezüglich dem Parlament eine Auswahl an Modellen präsentieren, die speziell die Kriterien der Investitionssicherheit für die Winterproduktion, kosteneffiziente Förderung, Risikoteilung zwischen Investoren und Staat sowie auch die Anreize für die Erneuerung der bestehenden Anlagen mitberücksichtigen. Speziell im Hinblick auf allfällige Stromlücken aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie muss die Möglichkeit einer technologie neutralen Reserve-Kapazität z.B. über ein GuD (Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk) bestehen bleiben, wie dies bereits in der Botschaft zur Energiestrategie 2050 aufgezeigt wurde.

Mit der in der Revision des StromVG angekündigten Speicherreserve wird ein Schritt in die richtige Richtung gemacht, der aber nur die kurzfristigen Aspekte der Versorgungssicherheit abdeckt. Entsprechend muss diese Vorlage genutzt werden, um die langfristige Versorgung sicherzustellen. Dieser Auftrag mit speziellem Fokus auf die Winterproduktion ist auch in den überwiesenen Motionen [18.3000](#) und [19.3004](#) klar zum Ausdruck gekommen. Mit dieser Vorlage werden beide Motionen jedoch nicht umgesetzt. Entsprechend lehnt die FDP die vom Bundesrat vorgeschlagene Abschreibung dieser beiden Motionen ab. Das gilt speziell für Erstere, da mit dieser Gesetzesrevision primär der Ausbau von Produktionskapazitäten adressiert wird und keine Anreize für den Unterhalt geschaffen werden. Das ist vor allem mit Blick auf die Wasserkraft störend. Gerade der Unterhalt der bestehenden Produktionskapazitäten muss Teil der langfristigen Strategie sein. In diesem Zusammenhang muss auch darauf hingewiesen werden, dass der Bundesrat mit dieser Vorlage den Auftrag des Parlamentes in Art. 30 Abs. 5 EnG nicht erfüllt, wo explizit ein Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells zur Unterstützung der Grosswasserkraft gefordert wird. Auch dieses Anliegen sollte in einem Gesamtkonzept zugunsten der Versorgungssicherheit mitberücksichtigt werden.

Ausbauziele & Verlängerung Förderzeitraum

Wie bereits einleitend angekündigt, lehnt die FDP die Änderung des Titels von Art. 2 EnG ab. Auch weiterhin soll gemäss der Volksabstimmung vom Mai 2017 im Energiegesetz mit Richtwerten gearbeitet werden. Gerade die stetig ändernden Analysen zur Erreichung der langfristigen Ziele zeigen, dass sowohl beim Ausbau der Produktionskapazitäten wie auch bezüglich dem Energieverbrauch eine grosse Unschärfe besteht. Das wird selbst vom Bundesrat im erläuternden Bericht auf Seite 12 bestätigt, wo er bereits auf eine mögliche erneute Anpassung der Zielwerte bis 2050 hinweist. Hinzu kommt, dass mit verpflichtenden Zielwerten automatisch andere Erwartungshaltungen definiert werden, die für Erhöhungen des Netzzuschlages oder die Weiterführung der Subventionierung genutzt werden könnten.

Begrüsst wird hingegen die langfristige Festlegung von Richtwerten bis 2050. Dies ist kongruent mit der bereits in der Energiestrategie 2050 angekündigten Zielsetzung des Bundesrates. Zudem ist gerade bei Investitionen in neue, grössere Stromproduktionsanlagen Planungssicherheit zwingend und entsprechend ein langer Zeithorizont nützlich. Neben diesen Ausbauzielen fehlt jedoch auch hier eine Gesamtsicht der Ziele des Bundesrates. Diesbezüglich hat die FDP bereits mit Vorstössen ([16.3750](#)) oder in der [Resolution](#) «Zukunft der Energie- und Klimapolitik» eine Klärung des Selbstversorgungsgrades gefordert. Speziell im Hinblick auf die kritischen Wintermonate und die Speicherkapazitäten tut eine solche gesamtheitliche Zielsetzung Not. Diese Auslegeordnung bedingt einerseits den Einbezug der Stromimportkapazitäten und andererseits den stärkeren Fokus auf den Ausbau von inländischen Kapazitäten.

Ablösung Einspeisevergütungssystem / Markprämie

Die FDP begrüsst explizit, dass das Einspeisevergütungssystem wie auch die Marktpremie für die Grosswasserkraft mit dieser Revision beendet werden sollen. Dies entspricht den Versprechungen aus der Abstimmung zur Energiestrategie 2050. Damit werden in Zukunft die kostenorientierten Vergütungssätze nicht mehr durch die Verwaltung festgelegt, was eine marktnähere Förderung ermöglicht. Ebenfalls begrüssenswert ist die stärkere Fokussierung der Förderung auf die Systemrelevanz (Anpassung der maximalen Förderbeiträge ohne Eigengebrauch). Darum wäre es nur konsequent, wenn auch für den Ausbau von grösseren Wasserkraftanlagen bzw. Pumpspeicherkraftwerke Mittel zur Verfügung stehen würden.

Kritisch sieht die FDP jedoch der in dieser Revision vorgeschlagene Ausbau der Investitionsbeiträge. Damit werden nach 2030 nochmals während 5 Jahren bis 550 Mio. CHF Fördermittel pro Jahr aufgewendet (total ca. 2,75 Mrd. CHF). Wie die Grafik auf Seite 30 des erläuternden Berichtes zeigt, laufen gleichzeitig die Einspeisevergütung noch weiter, was bis 2035 Subventionen im Umfang von rund 1,2 Mrd. CHF jährlich bedeuten. Es ist richtig, Anreize für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zu setzen. Diese müssen aber, wie oben bereits gefordert, in einem Gesamtkonzept und marktnäher ausgestaltet werden. Zudem sollte bei der Festlegung der Investitionsbeiträge geprüft werden, ob die Faktoren Mindestnutzungsdauer von Anlagen und eine Unterhaltungspflicht bei der Vergabe der Mittel miteinbezogen werden könnten.

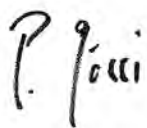
Auktionen für grosse PV-Anlagen

Die geforderte marktnähere Ausgestaltung der Fördermittel wird in dieser Revision über Auktionen für grössere PV-Anlagen erfüllt. Entsprechend begrüsst die FDP diese Anpassung des EnG ausdrücklich. Gleichzeitig fordert die FDP eine Ausweitung dieser Auktionen auf alle anderen erneuerbaren Energieträger. Mit dieser wettbewerblichen Ausschreibungsmethodik können die Gelder effizienter eingesetzt und entsprechend die Förderbeiträge pro kWh reduziert werden. Damit werden ausdrücklich die Ausbauvorhaben priorisiert, deren Produktion einen höheren Ertrag erbringt.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und für die Berücksichtigung unserer Überlegungen.

Freundliche Grüsse

FDP.Die Liberalen
Die Präsidentin



Petra Gössi
Nationalrätin

Der Generalsekretär



Samuel Lanz



Grünliberale Partei Schweiz
Monbijoustrasse 30, 3011 Bern

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
3003 Bern

Per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

8. Juli 2020

Ihr Kontakt: Ahmet Kut, Geschäftsführer der Bundeshausfraktion, Tel. +41 31 311 33 03, E-Mail: schweiz@grunliberale.ch

Stellungnahme der Grünliberalen zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Vorlage und den erläuternden Bericht zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) und nehmen dazu wie folgt Stellung:

Allgemeine Beurteilung der Vorlage

Die Grünliberalen sind erfreut über den Willen des Bundesrates, die Produktion von einheimischen, erneuerbaren Energien auszubauen. Dies ist zwingend notwendig, um ein **Ziel von Netto-Null CO₂-Emissionen** bis ins Jahr 2050 zu erreichen. Die Grünliberalen bevorzugen bekanntlich noch ehrgeizigere CO₂-Reduktionsziele (Netto-Null bis 2040) und fordern damit einen deutlich ambitionierteren Ausbau von erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik.

Die mit der Revision des Energiegesetzes (EnG) vorgeschlagenen Fördermassnahmen sollen die Investitionen in die Produktion von erneuerbaren Energien erhöhen. Die Grünliberalen begrüssen, dass der Bundesrat dabei in Richtung von marktnäheren Förderinstrumenten gehen will. Es ist jedoch fraglich, ob die vorgeschlagene Revision ausreichen wird, um die neu verbindlich festgelegten Ausbauziele zu erreichen. Weitere Schritte müssen folgen, wobei die Grünliberalen in der langfristigen Perspektive weiterhin vermehrt **Lenkungsmassnahmen anstelle von Subventionen** fordern. Wir weisen darauf hin, dass grundsätzlich der **Markt** dafür zuständig ist, effiziente und den tatsächlichen Produktions- und Verbrauchswerten entsprechende Preissignale zur Verfügung zu stellen. Dies gilt es insbesondere bei der zukünftigen "Winterstrom"-Versorgung zu beachten. Würden die Engpässe in der Zukunft tatsächlich so prekär, wie von gewissen Kreisen vorausgesagt, dann würden die Preise zu diesen Zeiten so stark steigen, dass sich die Investition in eine entsprechende Produktionsanlage lohnen würde. Oder anders gesagt: Wenn in einem funktionierenden Markt keine Anlagen gebaut werden, braucht es sie aus volkswirtschaftlicher Sicht auch nicht. Wenn der Markt nicht in der Lage ist, effiziente Preissignale zu liefern, muss man aus liberaler Sicht in erster Linie beim Marktdesign ansetzen und nicht bei der Subventionierung. Die Grünliberalen fordern deshalb die Einführung von zeitvariablen, den tatsächlichen Produktions- und Verbrauchswerten entsprechenden Preissignalen.

Durch die Corona-Situation hat sich die Ausgangslage dahingehend verändert, dass die Grünliberalen einer verstärkten unmittelbaren **finanziellen Beteiligung des Bundes oder anderen Finanzierungsmechanismen** (z.B. Green Bonds) positiver gegenüberstehen. Investitionen des Bundes in langfristige Clean-Tech-Projekte können so gleichzeitig den Zielen des Klimaschutzes dienen und die zukunftsfähige Wirtschaft ankurbeln. Zudem hat die

Corona-Situation gezeigt, dass dem Aspekt der **Widerstandsfähigkeit in Krisensituationen** mehr Beachtung geschenkt werden muss. Dies gilt auch für die Energieversorgung. Der Bundesrat trägt dem mit den strategischen Reserven und einer verstärkten Ausrichtung auf die Winterproduktion in den Eckwerten zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) Rechnung. Die Grünliberalen sind der Meinung, dass dieser wichtige Aspekt auch im EnG verstärkt beachtet werden soll – insbesondere was die Resilienz der einheimischen, erneuerbaren Produktion und des Verteilnetzes anbelangt.

Die Schweiz ist keine Insel. Seit langem fordern die Grünliberalen den Abschluss eines **Stromabkommens mit der EU**. Sowohl kurzfristig als auch langfristig erhalten wir unsere Versorgungssicherheit am besten, indem wir uns mit unseren Nachbarn abstimmen – dies gilt umso mehr in kritischen Situationen. Die Schweiz kann und muss ihre Versorgung nicht dauerhaft selbst stemmen. Sind Versorgungslücken in der Region (sprich: die Schweiz und ihre Nachbarländer plus Benelux) absehbar, sollten diese gemeinsam angegangen werden. Schaut jedes Land nur für sich, führt dies zu teuren und vermeidbaren Überinvestitionen oder sogar zu zusätzlichen Komplikationen im internationalen Netz. Regional betrachtet sind bis 2035 keine Engpässe absehbar (siehe die „Adequacy Assessments“ im Rahmen des Pentalateralen Energieforums). Die Schweiz verfügt über genügend Grenzkapazitäten, um gegebenenfalls überschüssigen (günstig produzierten, erneuerbaren) Strom aus anderen Ländern aufzunehmen. Ausserdem geht es für die Versorgungssicherheit in Zukunft nicht mehr (nur) um die Energieproduktion in MWh, sondern zunehmend um Flexibilitäten in der Produktion und bei der Nachfrage und auf Verteilnetzebene.

Äusserst begrüssenswert ist die Absicht des Bundesrates, neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch deren Integration ins Gesamtsystem fördern zu wollen. Nur so kann der Übergang von einem zentralen zu einem **stärker dezentral organisierten Stromsystem** effizient gelingen. Zusammen mit der **vollständigen Strommarktöffnung** wird dies den innovativen Ideen und Unternehmen in der Schweiz neuen Schub verleihen. Die sichere Integration der dezentralen volatilen Erzeugungskapazitäten ist dringend auf neue Technologien und Wettbewerb angewiesen. In Zukunft wird es nicht ausschliesslich entscheidend sein, wie viel Strom wir produzieren und konsumieren, sondern vielmehr wann. Die Diskussion um Versorgungssicherheit wird sich nicht mehr nur um Megawattstunden drehen, sondern um Flexibilität. Diese Flexibilität ist vor allem für die Verteilnetzebene von Bedeutung, da dort in Zukunft viel mehr (volatiler) Strom produziert wird und die Netze zu wenig darauf vorbereitet sind. Ein Ausbau der Verteilnetze ist in vielen Fällen aus Zeit- und Kostengründen nicht sinnvoll und nötig. Insbesondere dezentrale Lasten (aber auch Batterien) stellen eine sinnvolle Alternative zum Netzausbau dar, ganz nach dem Motto Intelligenz statt Kupfer. Die Flexibilitäts-Potenziale bei der Nachfrage werden heute in der Schweiz allerdings noch kaum genutzt. Das muss sich ändern.

Zur Frage der Fördermodelle und insbesondere den Investitionsbeiträgen resp. der von der Energiewirtschaft eingebrachten gleitenden Marktprämie wird in den Bemerkungen zu Kapitel 5 des EnG vertieft eingegangen. Allgemein ist zu sagen, dass die Grünliberalen die **Einführung von Auktionen grundsätzlich begrüssen**, da sie dazu führen, dass primär die effizientesten Anlagen gefördert werden. Schwierigkeiten können einerseits dort auftreten, wo der Markt nicht liquide genug ist, damit eine echte Auktion stattfinden kann. Andererseits fehlt bei flexibel einsetzbaren Kraftwerken der Anreiz, diese netzdienlich einzusetzen, wenn ihnen ein fixer kWh-Preis bezahlt wird – unabhängig davon, ob dieser kWh-Preis administriert oder auktioniert wurde. Aufgrund dieser Überlegungen sind die Grünliberalen der Meinung, dass ein **technologieübergreifend einheitliches Fördermodell nicht zielführend** ist. Vielmehr sollten die Ausbauziele und darauf aufbauend die Fördermechanismen so gestaltet werden, dass die besonderen Eigenschaften der einzelnen Technologien (insbes. die Saisonalität und Flexibilität) am besten zum Einsatz kommen. Das kann auch bedeuten, dass bei der einen Technologie die Auktion von gleitenden Marktprämien sinnvoller ist, bei einer anderen hingegen die Auktion von Investitionsbeiträgen.

Insgesamt begrüssen es die Grünliberalen, dass die bis 2030 befristeten **Investitionsbeiträge** für die Wasserkraft und andere erneuerbare Energien bis Ende 2035 verlängert und damit die Dauer der Förderung mit dem Zielwert für den Ausbau zeitlich in Einklang gebracht werden. Auch die Aufnahme der **Ausbauziele** für 2050 ins Gesetz und die Verbindlicherklärung der Richtwerte sind wichtige Schritte. Die Zielsetzung für die Produktion

erneuerbarer Energien, ausgenommen Wasserkraft, sind aber deutlich zu tief. **Insbesondere bei der Photovoltaik braucht die Schweiz einen kräftigen Schub.**

Zum Schluss eine grundsätzliche Kritik: Das Energiegesetz ist in weiten Teilen ein Elektrizitätsgesetz. Es ist jedoch klar, dass für die Gesamtenergieversorgung der Schweiz **alle Energieträger integral betrachtet** werden müssen. Netzkongruenz, Sektorkopplung, Power-to-x, Wärme-Kraft-Kopplung, synthetische Brenn- und Treibstoffe sind nur ein paar Stichworte, die die aktuelle Forschung und Entwicklung prägen und unabdingbar sind für das Ziel von Netto-Null.

Bemerkungen zu einzelnen Bestimmungen des EnG

1. Kapitel: Zweck, Richtwerte und Grundsätze

Antrag zu Art. 2 Richtwerte:

Abs. 1: Die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien (ausgenommen Wasserkraft) bis 2035 und 2050 sind zu erhöhen sowie separate Ziele für die Winterstromproduktion festzulegen.

Begründung:

Die Festlegung von verbindlichen Ausbauzielen bis 2035 sowie zusätzlichen Ausbauzielen für das Jahr 2050 sind zu begrüßen. Diese Festlegung sorgt für Planungssicherheit und erzwingt weitere Massnahmen, falls die Ziele nicht erreicht werden können.

Die vorgeschlagenen Ausbauziele werden jedoch voraussichtlich nicht reichen, um das Ziel von Netto-Null CO₂-Emissionen bis 2050 zu erreichen. Damit wird bis 2050 nur rund die heutige Produktion von Kernkraftwerken ersetzt, aber nicht einer erhöhten Elektrifizierung Rechnung getragen, insbesondere in der Mobilität und bei der Raumwärme. Mit der Produktion von erneuerbarem Strom wird die Dekarbonisierung im Gebäude- und Mobilitätsbereich ermöglicht. Die Grünliberalen gehen von einem Produktionsbedarf bei den erneuerbaren Energien (ausgenommen Wasserkraft) von rund 40'000 GWh aus.

Die Feststellung, dass die Ausbauziele ungenügend sind, wird auch im erläuternden Bericht gemacht. Die Grünliberalen fordern klare Zielwerte.

Antrag zu Art. 3 Verbrauchsrichtwerte:

Abs. 1: Beim durchschnittlichen Energieverbrauch pro Person und Jahr ist gegenüber dem Stand im Jahr 2000 eine Senkung um 16 Prozent bis zum Jahr 2020 und eine Senkung um 43 Prozent bis zum Jahr 2035 und eine Senkung um 60 Prozent bis zum Jahr 2050 anzustreben.

Abs. 2: Beim durchschnittlichen Elektrizitätsverbrauch pro Person und Jahr ist gegenüber dem Stand im Jahr 2000 eine Senkung um 3 Prozent bis zum Jahr 2020 und eine Senkung um 5 Prozent bis zum Jahr 2050 anzustreben. Darin berücksichtigt ist der Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs aufgrund der kompletten Substitution der fossilen Treib- und Brennstoffe, sowie die Reduktion durch die gesteigerte Energieeffizienz.

Begründung:

Analog zur Anpassung der Richt- resp. Zielwerte für den Ausbau erneuerbarer Energie in Artikel 2 müssen auch die Verbrauchsrichtwerte in Artikel 3 angepasst werden. Insbesondere der Richtwert für das Jahr 2020 ist zu streichen. Zusätzlich sollte bei der Gesamt-Energieeffizienz ein Fernziel für das Jahr 2050 definiert werden. Beim Elektrizitätsverbrauch ist ein Reduktionsziel nur mit einer gleichzeitigen Aussage zur Substitution von fossilen

Brenn- und Treibstoffen sinnvoll. Die Elektrifizierung von Verkehr und Heizungen sowie ggf. die Produktion von synthetischen Gasen/Treibstoffen sind sehr erwünschte Entwicklungen für die Effizienz im Gesamtenergiesystem, die zu einem erhöhten Elektrizitätsbedarf führen. Im Gegenzug führen die stark verbesserte Stromeffizienz zu einem reduzierten Elektrizitätsbedarf.

Anregung zu Zusatzartikel 1:

Neben Energieerzeugung und Energieeffizienz ist als drittes Thema die zeitliche Bereitstellung von Energie ein entscheidender Faktor für die Versorgungssicherheit der Schweiz. Es ist deshalb zu prüfen, ob Ziel- oder Richtwerte für eine Flexibilitätsregulierung festgelegt werden können. Da im Hochspannungsnetz eine internationale Abstimmung vonnöten ist, ist der Fokus im Rahmen des EnG auf die Verteilnetze zu legen. Ergänzend müssen Ziel- oder Richtwerte für dezentrale Speicher und flexible Lasten formuliert werden.

Eine solche Zieldefinition könnte auch im StromVG festgelegt werden. Die Grünliberalen gehen davon aus, dass sich die volle Marktöffnung positiv auswirken wird, da dadurch Anreize für innovative Geschäftsmodelle zur Bereitstellung von Flexibilität entstehen und Barrieren abgebaut werden.

Anregung zu Zusatzartikel 2:

Wie schon einleitend erwähnt, ist es unbefriedigend, dass das Energiegesetz vor allem ein Stromgesetz ist. Das EnG muss auf weitere Energieträger ausgeweitet werden und auch Ziele und Fördermassnahmen beispielsweise für erneuerbare Treib- und Brennstoffe vorsehen.

3. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch

Antrag zu Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht:

Abs. 4 (neu) Die Netzbetreiber können für die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien unterschiedliche, bedarfsgerechte Vergütungen (z.B. Sommer / Winter) anbieten.

Begründung:

Die Strompreise werden sich voraussichtlich z.B. im Sommer und Winter unterschiedlich entwickeln. Deshalb soll es auch den Netzbetreibern möglich sein, unterschiedliche Tarife für die Vergütung erneuerbarer Energie anzubieten. Wenn sich Netzbetreiber und Produzenten nicht einigen können, gelten die Bestimmungen von Absatz 3 analog.

Antrag zu Art. 18: Verhältnis zum Netzbetreiber und weitere Einzelheiten

Abs. 1: Nach dem Zusammenschluss von Neubauten verfügen die Endverbraucherinnen und die Endverbraucher gegenüber dem Netzbetreiber gemeinsam über einen einzigen Messpunkt wie eine Endverbraucherin oder ein Endverbraucher. Bei Zusammenschlüssen mit einem oder mehreren bestehende Bauten verfügt der Zusammenschluss über mehrere Messpunkte, welche durch den Messstellen-Betreiber (Netzbetreiber oder den ZEV-Betreiber) alle 15 Minuten zu bilanzieren sind. Zusammenschlüsse sind gemeinsam, auch in Bezug auf die Messeinrichtung, die Messung oder den Anspruch auf Netzzugang nach den Artikeln 6 und 13 StromVG, wie eine einzige Endverbraucherin oder ein einziger Endverbraucher zu behandeln.

Begründung

Intelligenz statt Kupfer. Ohne diesen Zusatz für bestehende Bauten müssen die vorhandenen Kabelnetze, welche die Bauten mit Elektrizität versorgen, zurückgebaut und neu verlegt werden. Statt in volkswirtschaftlich sinnlose Hardware (Kupfer) wird damit in Zukunft in den Zubau von PV-Anlagen und in intelligente Messsysteme investiert. Ein Missbrauch ist ausgeschlossen, da gemäss Artikel 17 ein erheblicher Teil der Energie lokal erzeugt werden muss.

5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen

Die Grünliberalen sind der Meinung, dass ein technologieübergreifend einheitliches Fördermodell nicht zielführend ist. Einerseits sind die Technologien zu heterogen und andererseits sind auch die Investoren je nach Technologie unterschiedlich. Ein Hausbesitzer, der in eine kleine PV-Anlage investieren will, hat andere Voraussetzungen als ein Grossunternehmen, das ein neues Wasserkraftwerk bauen möchte. Auktionen werden nur in den Fällen begrüsst, in denen genügend homogene Projekte vorhanden sind. Das ist voraussichtlich bei der Photovoltaik der Fall. Falls es für die Kleinwasserkraft, Windkraft und Biomasse genügend Projekte gibt, sollen auch dort Ausschreibungen zur Anwendung kommen. Es ist nicht nachvollziehbar, wieso die Vorteile von Auktionen nicht auch bei anderen Technologien als der Photovoltaik gelten sollen.

Für kleine Anlagen sieht der Bundesrat Investitionsbeiträge vor. Die Grünliberalen unterstützen diesen Vorschlag. Investitionsbeiträge haben den Vorteil, dass die geförderten Anlagen effizient und marktdienlich betrieben werden. Ausserdem ist die öffentliche Hand nicht langfristig gebunden, übernimmt kein unternehmerisches Risiko und die Ausgaben sind einfach planbar. Ob für grössere PV-, Wind- und Biomasseprojekte andere Fördermodelle, wie z. B. Marktprämien, besser geeignet sind, sollte geprüft werden. Wir haben jedoch eine klare Präferenz für symmetrische (Contract for Differences) statt für gleitende Marktprämien. Mit symmetrischen Marktprämien wird verhindert, dass Gewinne über dem garantierten Abnahmepreis privatisiert werden. Die Grünliberalen halten alternative Lösungen vor allem dann für angebracht, wenn die Ausbauziele mit den vorgeschlagenen Einmalbeiträgen nicht erreicht werden können.

Die Grünliberalen sind der Meinung, dass sich die Förderung für erneuerbare Energien vor allem auf die Photovoltaik zu richten hat. Bei der Förderung darf aber nicht nur auf die reine Produktion in Kilowattstunden geachtet werden, sondern auch auf die Systemdienlichkeit. Bei der Photovoltaik sollten die Rahmenbedingungen im revidierten EnG deshalb im Einklang mit dem StromVG wie folgt ausgestaltet werden:

- Bauherren und Investoren sollen einen maximalen Anreiz erhalten, die gesamte geeignete Fläche der Gebäudehülle mit PV-Panels zu bedecken und die Grösse der Anlage nicht nur für den Eigenverbrauch zu optimieren.
- Selbst produzierten Strom direkt zu nutzen (Eigenverbrauch), muss aus Gründen der Gesamteffizienz einen hohen wirtschaftlichen Anreiz haben. Damit wird das netzdienliche Energiemanagement (insb. Steuerung des Verbrauchs) in den Gebäuden gefördert.
- Ist Eigenverbrauch nicht oder nicht in vollem Ausmass möglich, soll der Strom örtlich möglichst nahe der Produktion verbraucht werden können, z. B. in Nachbargebäuden im Quartier. Die Möglichkeiten für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) sollen ausgeweitet werden; die Verteilnetze auf der Netzebene 7 sind zur Stromübertragung innerhalb der Quartiere zur Verfügung zu stellen. Die Möglichkeiten für die Messungen sind auf virtuelle Messungen auszuweiten. Damit können Kosten für neue Leitungen und unnötige Messungen gespart und die Rentabilität für PV-Anlagen und Eigenverbrauch verbessert werden. Diese Lösung muss finanziell klar bessergestellt sein, als den Strom ins übergeordnete Netz zu speisen, denn damit werden Netzausbaukosten vermieden.

- Ist auch der örtliche Stromverbrauch nicht möglich, wird der überschüssige Strom ins Netz gespiesen und kann an einem anderen Ort verbraucht werden. Diese Lösung ist immer noch sehr sinnvoll, muss aber aus wirtschaftlicher Sicht den geringsten Anreiz der hier beschriebenen Möglichkeiten haben.

Bei den Subventionen für die Grosswasserkraft ist darauf zu achten, dass die Mitnahmeeffekte möglichst gering gehalten werden. Auktionen sind angesichts der wenigen förderfähigen Projekte und deren Heterogenität kaum das probate Mittel. Der Bundesrat schlägt auch für die Grosswasserkraft Investitionsbeiträge vor. Eine Mehrheit der Energiewirtschaft befindet diese als ungeeignet. Sie schlägt eine sogenannte "gleitende" Marktprämie vor. Diese wird in der EU für PV, Wind und Biomasseanlagen empfohlen und in einzelnen Mitgliedstaaten umgesetzt. Die Grünliberalen lehnen ein solches Fördersystem für die Grosswasserkraft nicht grundsätzlich ab. Es muss aber folgende Kriterien erfüllen:

- Unternehmen, die dem Markt ausgesetzt sind und es gewohnt sind, mit Risiken umzugehen, sollten dieses nicht der Allgemeinheit übertragen
- Das Fördermodell muss auch für flexible Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke angewendet werden können
- Damit nicht Risiken sozialisiert und Gewinne privatisiert werden, müssen die subventionierten Kraftwerke bei hohen Marktpreisen die Subventionen wieder zurückzahlen ("symmetrische Marktprämie")
- Deckelung der Förderung, damit sichergestellt werden kann, dass anderen förderfähigen Technologien genügend Mittel zur Verfügung stehen
- Kompatibilität mit dem EU-Beihilferecht, welches Subventionen für Grosskraftwerke generell kritisch gegenübersteht, wenn sie nicht explizit für die Versorgungssicherheit gebraucht werden

Kommentar zu Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

Die Grünliberalen begrüssen den Wegfall von Investitionsbeiträgen für Erneuerungen von Grosswasserkraftwerken. Diese Erneuerungen sind in den meisten Fällen wirtschaftlich. Ebenfalls unterstützt wird das Auslaufen der Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die keine Wirkung gezeigt hat und nicht mit dem EU-Beihilferecht vereinbar ist. Die Subventionen für erhebliche Erneuerungen von Kleinwasserkraftanlagen sind nur auszurichten, falls damit nachgewiesenermassen eine dauerhafte Ausserbetriebnahme verhindert werden kann.

Kommentar zur Art. 27 Abs. 3

Wir begrüssen diesen Artikel, da er der Absurdität ein Ende setzen wird, dass Kehrrichtverbrennungsanlagen Unterstützung für die Verbrennung von Material erhalten, dass anderweitig ökologischer und effizienter genutzt werden kann. Insbesondere bei Grünabfällen müssen die Anreize so gesetzt werden, dass diese in eine Biogasanlage gelangen.

Antrag zu Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

Abs. 3: Für ~~Windmessungen~~ die Projektierung von Windenergieanlagen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren ~~Windmessungskosten~~ Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.

Begründung:

Die Windenergie soll bezüglich den gesamten Projektierungskosten (inkl. Windmessungen) gleich behandelt werden wie die Grosswasserkraft und die Geothermie.

6. Kapitel: Besondere Unterstützungsmassnahmen

Keine Bemerkungen.

7. Kapitel: Netzzuschlag

Antrag zu Art. 36: Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste

~~Abs. 3: Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Photovoltaik-Kontingent). Es kann auch für die übrigen Technologien Kontingente festlegen. Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung Rechnung.~~

Das BFE schlägt jährlich die Investitionsbeiträge technologieunabhängig bis zur verfügbaren Höhe zu. Der durchschnittliche Förderbeitrag pro jährlich produzierter Energiemenge in kWh ist das Hauptkriterium. Der Bundesrat kann weitere Kriterien wie zum Beispiel der Anteil Winterstrom vorsehen.

Begründung:

Jeder Förderfranken muss möglichst effizient eingesetzt werden. Der Photovoltaikdeckel ist ein Relikt aus den Zeiten, als PV-Strom noch 80 Rp/kWh kostete.

Das ganze Gesetz orientiert sich zu sehr an den einzelnen Technologien statt an deren Preis/kWh und an deren Akzeptanz in der Schweiz. Gefördert werden soll primär das, was günstig und in grossem Umfang gebaut werden kann resp. den Strom bedarfsgerecht liefert – und nicht einzelne Technologien.

8. Kapitel: Sparsame und effiziente Energienutzung

Antrag zu Art. 44 Abs. 1

Zur Reduktion des Energieverbrauchs erlässt der Bundesrat für Gebäude und serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge, Geräte und für deren serienmässig hergestellte Bestandteile, die in der Schweiz in Verkehr gebracht werden, Vorschriften über:

a. einheitliche und vergleichbare Angaben des spezifischen Energieverbrauchs, der Energieeffizienz, der Emissionen sowie der im Gebrauch und über den ganzen Lebenszyklus betrachteten energieverbrauchsrelevanten Eigenschaften;

b. ...

c. ...

d. (neu) Angaben zu finanz-, verbrauchs- und emissionsrelevanten Einsparungen oder Mehraufwendungen gegenüber anderen Anlagen, Fahrzeugen, Geräten und deren serienmässig hergestellten Bestandteilen.

Begründung:

Die Gebäude haben ein riesiges Einsparpotential. Um dieses zu nutzen, müssen die Eigentümer wissen, welches die effektivsten Massnahmen für ihr Gebäude sind. Für Käufer und Mieter soll Transparenz hergestellt werden und der Energieverbrauch eines Gebäudes ein Kriterium für die Wohnungswahl werden. Dazu ist die Energieetikette auf Gebäude auszuweiten und mindestens bei Verkauf und Vermietung im Inserat anzugeben.

Bemerkungen zur Änderung des StromVG gemäss Faktenblatt 1 (Eckwerte des Bundesrates)

Die Grünliberalen verweisen bezüglich der Änderung des StromVG (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung) grundsätzlich auf ihre Vernehmlassungsantwort vom 30. Januar 2019 ([Link](#)).

Strommarktöffnung

Keine Bemerkungen.

Grundversorgung

Die Grundversorgung sollte nicht mehr so stark reguliert werden wie heute, da die Kunden die Grundversorgung auch verlassen können. Eine Prüfung durch den Preisüberwacher analog zu Gas und Wasser reicht aus. Der lokale Verteilnetzbetreiber soll die Grundversorgung an einen Dritten vergeben können. Damit erhalten Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, sich ausschliesslich auf den Netzbetrieb zu fokussieren.

Transparenz und Schutz für Verbraucher

Keine Bemerkungen.

Vergütung von eingespeistem Strom aus erneuerbaren Energien

Die Tarife für die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien variieren heute sehr stark zwischen den verschiedenen Netzbetreibern. Vor allem für Kleinproduzenten (PV-EFH) ist dies nicht einsehbar und ärgerlich. Es wäre deshalb wünschenswert, einen schweizweit einheitlichen Rückliefertarif festzulegen.

Sunshine-Regulierung

Keine Bemerkungen.

Versorgungssicherheit

Keine Bemerkungen.

Flexibilitätsregulierung

Keine Bemerkungen.

Verursachergerechte Netztarifierung

Wird der Strom effizienter genutzt, d.h. orts- und zeitnah produziert und verbraucht, können grosse Investitionen in den Netzausbau vermieden werden und die Abhängigkeit von importiertem Strom sinkt. Ziel muss es sein, dass Gebäude zu intelligenten Kraftwerken werden, wo Verbraucher innerhalb des Gebäudes zum Zeitpunkt der PV-Produktion zugeschaltet werden können. Der Ansatz, den leistungsabhängigen Anteil des Netzentgelts zu erhöhen, setzt bei diesem Punkt an, hat aber den unerwünschten Nebeneffekt, dass er viele

Kleinproduzenten vor den Kopf stösst. PV-Anlagen sind heute meist rentabel, wenn dank Eigenverbrauch Netzkosten eingespart werden können..

Stattdessen sollte die Entwicklung in Richtung distanzabhängiger Netztarife gehen. So müsste der Bezug von Solarstrom vom Dach des Nachbarn deutlich günstiger sein als derjenige von einem zentralen Grosskraftwerk oder von importiertem Strom.

Speicher und Netznutzungsentgelt

Alle Speichertechnologien müssen gleichbehandelt werden. Die Vorzugsbehandlung von Pumpspeicherwerken ist abzuschaffen. Allenfalls ist aus praktischen Gründen zurzeit eine Einschränkung auf reine Speichersysteme zu prüfen. Als Fernziel muss aber jeder Speicher mit netzdienlichem Einsatz – also auch ein solcher, der noch mit einem Eigenverbraucher verbunden ist – für die wieder ins Netz zurückgespeiste Energie einem reinen Speicher gleichgestellt sein. Das heisst aber nicht notwendigerweise, dass damit für alle Speichertechnologien eine Befreiung von Netznutzungsgebühren verbunden ist. Diese Frage ist separat zu diskutieren.

Regulatorische Sandbox

Keine Bemerkungen.

Quartierstrom / Energiegemeinschaften

Die Grünliberalen begrüssen Quartierstrom-Zusammenschlüsse als neue Möglichkeit für ZEV. Wichtig ist für das Funktionieren eine präzise Regelung über ein anteiliges Netzkostenentgelt, das sich an der Kostenstruktur der Netzebene 7 orientiert.

Messwesen

Die Grünliberalen begrüssen Liberalisierungen, wenn dadurch ein funktionierender Markt entsteht. Dies fördert die Innovation, senkt die Kosten und bringt mehr Flexibilität. Es kann jedoch sein, dass durch ein Auseinanderreissen von verschiedenen, ähnlich gelagerten Aufgaben Synergien verloren gehen. Das kann bei der Zählerinfrastruktur der Fall sein, wenn diese gleichzeitig auch für Fernwärme, Gas oder Wasser genutzt wird. Zudem muss geklärt werden, wer für die Grundversorgung zuständig ist, beispielsweise für den Roll-out von Smart Meters. Es darf nicht sein, dass eine Situation entsteht, bei der das Grundversorgungs-Unternehmen gegenüber «Rosinenpickern» benachteiligt wird.

Die Grünliberalen sehen also einige kritische Punkte, die noch zu klären sind, wenn es um die Liberalisierung bei der Infrastruktur für das Messwesen geht. Beim Management der Daten überwiegen die Vorteile der Liberalisierung jedoch klar. In diesem Bereich muss der Datenaustausch vereinfacht und der Markt liberalisiert werden.

Nationaler Datahub

Die Entwicklung eines nationalen Datahubs ist zu begrüssen. Die Grünliberalen versprechen sich davon mehr Flexibilität und Innovation für die datenbasierte Innovation im Energiesektor. Sie sind überzeugt, dass dies ein wichtiger Treiber für den Ausbau erneuerbarer Energien sein wird. Insbesondere die Absicht der «ausgewogenen Eigentümerstruktur» wird begrüsst. Der Datahub soll nicht nur den Interessen der EVU, sondern auch der Dienstleister, Hochschulen, Start-ups etc. dienen, einschliesslich eines Mitsprachrechts. Nur so werden die notwendige Innovation und ein maximaler volkswirtschaftlicher Nutzen erzielt.

Weiter muss sichergestellt werden, dass der Datahub ausschliesslich die Funktion eines effizienten und effektiven Datenaustausches mit entsprechender Standardisierung ermöglicht. Er soll nicht gleichzeitig Produkte auf dem Markt anbieten können, welche in Konkurrenz zu anderen Unternehmen stehen.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und die Prüfung unserer Anmerkungen und Vorschläge.

Bei Fragen dazu stehen Ihnen die Unterzeichnenden sowie unsere zuständigen Fraktionsmitglieder, Nationalrätin Isabelle Chevalley und Nationalrat Martin Bäuml, gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüssen

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J. Grossen'.

Jürg Grossen
Parteipräsident

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Ahmet Kut'.

Ahmet Kut
Geschäftsführer der Bundeshausfraktion



T +41 31 326 66 04
E urs.scheuss@gruene.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
3003 Bern

per E-Mail an EnG@bfe.admin.ch

6. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023); Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Besten Dank für die Gelegenheit, uns zur Revision des Energiegesetzes zu äussern. Dieses zweite Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 muss den nationalen Zielen des Atomausstiegs und den Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 gerecht werden.

Aus Sicht der GRÜNEN sind deutlich stärkere Anstrengungen in den Bereichen Suffizienz und Effizienz nötig. Die Zielwerte für den umweltverträglichen Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen ausser Wasserkraft müssen deutlich erhöht werden, gemessen an den Herausforderungen des Atomausstiegs und der Dekarbonisierung. Das Energiegesetz ist zudem nicht kohärent, weil die Massnahmen sich nicht an der Zielerreichung orientieren, sondern zusätzliche Beschränkungen aufweisen (Befristung und finanzielle Begrenzung der Finanzierungsmassnahmen). Raumplanerische Vorgaben sowie klare Förderbedingungen- und Kriterien müssen zudem den Schutz der noch wertvollen, biodiversen Gebiete sicherstellen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und bitten Sie, die Vorlage entsprechend anzupassen. Für Fragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Balthasar Glättli
Präsident

Urs Scheuss
stv. Generalsekretär

Die zentralen Forderungen der GRÜNEN sind:

Höhere Ausbauziele und Ausrichtung der Ausbauziele an den Klimazielen und der Energiestrategie 2050

Der Strombedarf der Schweiz soll über das Jahr gesehen weitgehend aus umwelt- und naturverträglichen erneuerbaren Energien gedeckt werden. Um diesem Grundsatz gerecht zu werden, den Atomstrom in absehbarer Zeit zu ersetzen und die klimapolitischen Zielsetzungen nicht zu gefährden, sind jedoch höhere Ziele und ein rascherer Ausbau nötig, als dies der Bundesrat derzeit vorsieht. Die GRÜNEN fordern, dass die **verbindlichen Zielwerte für die Stromproduktion** aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft (Art. 2 Abs. 1 EnG) deutlich erhöht werden. Wir empfehlen, ein Ziel für die Jahressromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft in der Grössenordnung von **35-45 TWh bis 2035** festzulegen. Die **separaten Ziele für die Stromproduktion aus Wasserkraft (Art. 2 Abs. 2)** **sollen gestrichen** oder alternativ auf dem heutigen Wert von 36.5 TWh festgeschrieben werden.

Energieeffizienz und Suffizienz: Negawatt ausbauen

Der Bundesrat sieht in seiner Vorlage keinerlei Änderungen im Bereich Effizienz und Suffizienz vor. Er übersieht damit den grossen Handlungsdruck, den gegenwärtigen fossil-atomar gedeckten Energiebedarf nicht einfach durch erneuerbare Energien zu ersetzen, sondern auch zu senken. Die GRÜNEN fordern verbindliche und ambitionierte Effizienz- und Suffizienzziele für 2035 und 2050. Hierzu braucht es klare Korrekturen und Verbesserungen bei den Effizienzzielen und -massnahmen sowie eine verstärkte Unterstützung von Massnahmen zur Förderung der Suffizienz.

Raumplanerische und ordnungspolitische Instrumente für eine umweltverträgliche Transformation

Aus Sicht der GRÜNEN stellt die vorliegende Revision keinen umweltverträglichen Ausbau der erneuerbaren Energien sicher. Sie verpasst die Chance, mit planerischen Instrumenten sicherzustellen, dass die Bekämpfung der Klimakrise die bestehende Biodiversitätskrise nicht weiter verschärft und die nötigen Flächen und Standorte für neue Produktionsanlagen in umwelt- und naturverträglicher Weise zur Verfügung gestellt werden. Wir fordern verbesserte, verbindliche raumplanerische Instrumente, welche die wenigen ökologisch noch wertvollen Gebiete konsequent schützen. Zudem müssen planerische und ordnungspolitische Anreize geschaffen werden, um mehr besonders gut geeignete und umweltverträgliche Standorte für die erneuerbare Stromproduktion zur Verfügung zu stellen.

Langfristiges Finanzierungssystem für eine umweltverträgliche Stromversorgung

Der Bundesrat spricht davon, dass er das bestehende Förderinstrumentarium verlängern und ergänzen will. Dieses Verständnis ignoriert jedoch, dass in einem geöffneten Strommarkt, den der Bundesrat in der parallelen Revision des StromVG anstrebt, grundsätzlich zu geringe Investitionsanreize für neue Produktionsanlagen oder eine umfassende Erneuerung derselben bestehen. Dies gilt in verstärktem Masse für dezentrale erneuerbare Produktionsanlagen, die künftig einen wesentlichen Teil zur Energieversorgung beitragen sollen. Die Instrumentarien müssen deshalb als langfristiges Finanzierungssystem im Sinne der Ausbauziele ausgestaltet werden.

Die GRÜNEN fordern deswegen, die Höhe als auch die zeitliche Begrenzung des Netzzuschlagsmaximums und der Finanzierungsinstrumente an der Zielerreichung auszurichten. Zudem sollen klare Finanzierungsbedingungen und Kriterien die Umweltverträglichkeit des geförderten Stroms sicherstellen: Technologien und Projekte in schützenswerten Gebieten bzw. mit besonders schlechtem ökologischen Kosten-Nutzen Verhältnis sollen von der Finanzierung ausgeschlossen werden und es ist sicherzustellen, dass nur Anlagen von den vorgeschlagenen Finanzierungsmassnahmen profitieren, welche die

Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) sowie des Natur- und Heimatschutzgesetzes vollständig umsetzen.

Planungs- und Investitionssicherheit stärken

Der Bundesrat setzt auf einmalige Investitionsbeiträge für Photovoltaik-Anlagen. Diese werden jedoch den erheblichen Unsicherheiten, die bezüglich der Entwicklung des Strompreises herrschen, nicht gerecht. Dieses Risiko wird auf die Projektanten abgewälzt – mit der Folge, dass diese im Falle von Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen höhere Preise verlangen werden oder im Falle von kleineren Anlagen vollständig auf die Projekte verzichten. Die GRÜNEN fordern zumindest für die Photovoltaik daher zusätzliche Finanzierungsinstrumente zur Abfederung des Marktpreisrisikos (z.B. gleitende Marktprämie).

Förderung von Biomasseanlagen

Der vorliegende Gesetzesentwurf enthält weder eine Lösung für den Weiterbetrieb von bestehenden landwirtschaftlichen Biogasanlagen noch für den dringend notwendigen Zubau neuer Anlagen. Die GRÜNEN sind der Meinung, dass Biomasseanlagen einen wertvollen Beitrag leisten, da sie flexibel und wetterunabhängig produzieren können und somit die Stabilität im Stromnetz erhöhen. Bei Biomasseanlagen sind nicht nur die Investitionskosten, sondern auch die Betriebskosten relevant. Aus diesem Grund würde beim Wechsel auf Investitionsbeiträge die Gefahr bestehen, dass der Betrieb nach kurzer Zeit eingestellt wird, wenn die Brennstoffkosten teurer sind als der Stromerlös. Aus diesem Grund fordern wir GRÜNE, dass die Fortführung des heutigen Einspeisevergütungssystems oder die Einführung einer gleitenden Marktprämie geprüft werden, wobei für deren Berechnung die Gestehungskosten (Investitions- und Betriebskosten) massgebend sind.

Artikel für Artikel:

Artikel	Antrag	Begründung
Art. 1 Abs. 2 Bst c;	<i>Es bezweckt: c. den Übergang hin zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung <u>umwelt- und naturverträglicher</u> erneuerbarer, insbesondere einheimischer Energien, gründet.</i>	Mit dem Ziel, Netto Null Treibhausgasemissionen zu erreichen, haben nicht erneuerbare Energien längerfristig <u>keinen</u> Platz mehr. Die Energieversorgung muss vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden.
Art. 2;	Abs. 1: Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei 35-45 TWh liegt. (Aus Gründen des Biodiversitätsschutzes und auch der sinnvollen Mittelallokation fordern wir, dass keine separaten Ausbauziele für die Wasserkraft festgelegt werden. Abs. 1 und Abs. 2 sind zusammenzulegen.)	Die Energiestrategie 2050 sieht vor, die bestehenden Atomkraftwerke nicht durch neue zu ersetzen. Im aktuellen Energiegesetz ist ein Ausbau-Richtwert für neue erneuerbare Energien ausser Wasserkraft von 11,4 TWh Jahresproduktion bis 2035 festgeschrieben, die Wasserkraft soll bis dann 37,4 TWh liefern. Der Bundesrat will den Richtwert in ein verbindliches Ziel überführen. Bis 2050 sieht der Bundesrat ein Ziel von 24,2 TWh aus neuen erneuerbaren Energien bzw. 38,6 TWh aus Wasserkraft vor. Im erläuternden Bericht ist erwähnt, dass dieses auf Basis noch zu erfolgenden Modellierungen (Energieperspektiven 2050+) um ca. 50% erhöht werden könnte. Gemessen an den Herausforderungen reicht das jedoch nicht aus bzw. kommt zu spät:
Art. 3	• die unverbindlichen Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 in verbindliche Ziele für 2035 und 2050 überführen, • die Energieverbrauchsziele gemäss Art. 3 Abs. 1 entsprechend so verschärfen, dass die Differenz zwischen dem Ausbauziel der Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 2 und dem Verbrauchsziel mit nicht-elektrischen, umweltverträglichen erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse, Solarwärme) im Jahresmittel im Inland gedeckt werden kann, sofern umwelt- und naturverträgliche Potenziale zur Verfügung stehen, • das Stromverbrauchsziel gemäss Abs. 2 mit dem Ausbauziel der Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 2 so in Übereinstimmung bringen, dass die Produktion im Jahresmittel bei der angenommenen Bevölkerungsentwicklung ungefähr den Bedarf decken kann, • Instrumente zur Nutzung des Effizienzpotenzials sowie der Förderung von Suffizienz ergänzen und/oder weiterentwickeln, sodass die Verbrauchsziele erreicht werden können.	Wie bei den erneuerbaren Energien werden die gesetzlichen Zielwerte erst dann wirkungsvoll, wenn sie von <i>unverbindlichen</i> Richtwerten in <i>verbindliche</i> Ziele umgewandelt werden. Energieeffizienz und Suffizienz sind die umweltfreundlichsten aller «Energieträger», denn sie beeinträchtigen Natur und Umwelt am wenigsten. Bemühungen in diesem Bereich sind daher eine zwingende Ergänzung zum Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien; es gilt diesen Hebel zu verstärken. Folgende Instrumente bzw. deren Weiterentwicklung sind aus Sicht der GRÜNEN besonders erfolgversprechend: • Das im Zuge der Energiestrategie 2050 entwickelte Sparbonusmodell macht einen in Bezug auf Energieverbrauch zentralen, einflussreichen Stakeholder – die Stromnetzbetreiber – zu einem Akteur für Effizienz und Suffizienz. Im Licht der veränderten Marktlage und des noch dringlicheren Klimaschutzes ist zudem eine noch grössere Zustimmung in der Branche als vor der Energiestrategie 2050 zu erwarten. Alle notwendigen Konzepte dafür liegen vor. • Ausserdem ist denkbar, die Gründer*innen der Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) – also energietechnisch interessierte und oft auch versierte Privatpersonen in Haushalten und KMU – mit geeigneten Anreizen zu unterstützen. Hierzu braucht es monetäre und nichtmonetäre Anreize sowie attraktive Vergütungsmodelle für Flexibilität und weitere Systemdienstleistungen, die von ZEVs dem Netzbetreiber angeboten werden.

		• Der Bund soll an Suffizienzkonzepte, -kampagnen und -massnahmen von Kantonen, Gemeinden und Privaten einen Beitrag bis 50% der Kosten bezahlen. Suffizienz bzw. ein sorgfältiger Umgang mit Energie muss gefördert und der Bevölkerung ins Bewusstsein gebracht werden. Sonst lässt sich das grosse Sparpotenzial nicht realisieren. Daher braucht es einen Anstoss für Kantone, Gemeinden und Private, sich in diesem Bereich zu engagieren. • Das Grossverbrauchermodell nach Art. 46 Abs. 3 wird von den Kantonen bislang bloss als Kann-Vorschrift umgesetzt. Folglich ist nicht gewährleistet, dass die Kantone tatsächlich Unternehmen mit besonders hohem Energie- bzw. Stromverbrauch verpflichten, ihren Energieverbrauch zu analysieren und zumutbare Massnahmen zur Verbrauchsoptimierung (Effizienz und Suffizienz) zu realisieren. Um die enormen Potenziale dieses Instruments besser auszunutzen, sollten die Kantone zur Umsetzung verpflichtet werden. • Beim Ausstieg aus den besonders ineffizienten Elektroboilern und Widerstandsheizungen ist es womöglich zielführender, die unzureichende Effizienzpolitik der Kantone durch direkte bundesrechtliche Vorgaben zu flankieren. Da es sich bei Elektroboilern und Widerstandsheizungen um serienmässig hergestellte Anlagen gemäss Art. 44 handeln müsste, dürfte hier auch der Bund über Handlungskompetenz verfügen. Diese könnte er nutzen, indem eine Effizienzvorgabe für den Gebrauch konstituiert wird. Analog zu den Luftreinhaltevorschriften für Öl-, Holz- und Gasheizungen sollen fest installierte elektrische Anlagen zur Erzeugung von Warmwasser und Raumwärme einen festgeschriebenen Mindestwirkungsgrad von z.B. 200% bei kalten Winterbedingungen erreichen. Damit könnte nicht nur der extrem hohe Stromverbrauch dieser veralteten und verschwenderischen Technologie insgesamt reduziert, sondern auch spezifisch der Stromverbrauch im Winterhalbjahr verringert werden. • Mit den Wettbewerblichen Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen nach Art. 32 ist es auch nach rund zehn Jahren noch nicht gelungen, Effizienzlösungen im Massenmarkt durchzubringen. Dazu sind die Rahmenbedingungen (wie maximale Finanzierungs- und Investitionskosten pro Massnahme, zeitliche und finanzielle Begrenzung von Projekten und Programmen, pauschaler Ausschluss von Handlungsfeldern, die durch irgendwelche anderen Politikinstrumente berührt sind, Ausschluss von wirtschaftlichen Massnahmen bzw. enge Definition desselben etc.) viel zu restriktiv. Die Grundlagen im Energiegesetz und den zugehörigen Verordnungen sollten so formuliert werden, dass einer zu restriktiven Auslegung durch die Behörden vorgebeugt wird. Weil davon auszugehen ist, dass mit weniger restriktiven Bedingungen viel mehr Projekte und Programme eingereicht werden, ist der finanzielle Rahmen für die Wettbewerblichen Ausschreibungen von 0,1 Rp/kWh auf 0,2 Rp/kWh aus dem Netzzuschlagfonds aufzustocken.
--	--	---

		Alternativ könnten die zusätzlichen Effizienzmittel aus dem Netzzuschlagfonds für ein Unterstützungsprogramm für Querschnittstechnologien jenseits der Wettbewerblichen Ausschreibungen, also einer Art «Gebäude- und Geräteprogramm für Stromeffizienz» (oder «Geräteprogramm») genutzt werden. Es würde also ein zusätzliches Gefäss geschaffen, das nach einer anderen Logik als die Wettbewerblichen Ausschreibungen funktioniert: Der Ersatz stromverbrauchsrelevanter Technologien im breiten Einsatz wie Umwälzpumpen, Motoren, Ventilatoren wird durch passgenaue, schweizweite Förderprogramme mit finanziellen Anreizen (Subvention, Vorfinanzierung) gefördert. Entscheidend sind der Einsatz von ausschliesslich Best-Geräten sowie attraktive und simple Bedingungen, damit schnell eine hohe Marktdurchdringung erreicht wird.
Art. 7	Die Definition zu «umweltverträgliche Energieversorgung» soll folgendermassen präzisiert werden: <i>«Eine umweltverträgliche Energieversorgung bedeutet den schonenden Umgang mit den natürlichen Ressourcen, den Einsatz erneuerbarer Energien, insbesondere der Wasserkraft und hat das Ziel, die schädlichen oder lästigen Einwirkungen auf Mensch, Umwelt und Natur, insbesondere auf die Biodiversität, möglichst gering zu halten.»</i>	Eine reichhaltige Biodiversität ist u.a. die Grundlage für unsere Wirtschaft, insbesondere im Bereich Ernährung, Trinkwasserversorgung, sowie für die Anpassung der Ökosysteme an den Klimawandel. Sie ist in der Schweiz aber bereits stark unter Druck. Ausdehnung und Qualität der Lebensräume, sowie die Vielfalt der Arten nehmen stark und rapide ab. Deswegen ist zentral die Energieversorgung so zu gestalten, dass sie auch der Natur Sorge trägt und die Biodiversitätskrise nicht weiter verschärft. Die Definition soll daher explizit auch auf den Schutz der Biodiversität Bezug nehmen. Das Herausstreichen der Wasserkraft ist zudem aus verschiedensten Gründen weder sinnvoll noch zeitgemäss: Die Wasserkraft wurde bereits seit über einem Jahrhundert ausgebaut und hat die Gewässerökosysteme massiv beeinträchtigt. Deren Belastungsgrenze der Gewässerökosysteme ist überschritten. Ein Fokus auf die Wasserkraft ist daher mit dem Begriff «umweltverträglich» nicht kompatibel. In Zukunft werden zudem neben der Wasserkraft auch andere erneuerbare Energien eine wichtige Rolle spielen. Dabei muss der Fokus bei den noch vorhandenen grossen und kostengünstigen Potenzialen, insbesondere der Photovoltaik, liegen. In Art. 7 Abs. 3 sollte deshalb der Teil «insbesondere der Wasserkraft» gestrichen werden.
Art. 10	Art. 10 soll so angepasst werden, dass noch wertvolle, artenreiche sowie schutzwürdige Gebiete und Lebensräume gefährdeter Arten erhalten und durch eine verbindliche strategische Schutzplanung von der Nutzung ausgeschlossen werden. Die Richtplanung soll dazu deutlich aufgewertet, mit verbindlichen Kriterien für den Schutz der Biodiversität versehen und überkantonal koordiniert werden. Abs. 1 soll deswegen umformuliert werden: «Sie schliessen bereits genutzte Standorte mit ein und bezeichnen Gebiete und	Die Transformation hin zu einem erneuerbaren Energiesystem darf nicht auf Kosten der Biodiversität erfolgen. Es ist zentral, dass der Ausbau so gelenkt wird, dass auch die Ziele zum Schutz der Biodiversität, insbesondere von noch wertvollen und intakten, schützenswerten oder gefährdeten Lebensräumen, Lebensgemeinschaften und Arten und dem Ausbau der ökologischen Infrastruktur gemäss Biodiversitätsstrategie des Bundes erreicht werden können. Dies ist nur mit einer verbindlichen raumplanerischen Ausscheidung von geeigneten Schutz- und Nutzungsgebieten unter Berücksichtigung von Biodiversitätsschutzkriterien bereits in der Richtplanung möglich. Nur mit einer deutlich verbesserten Richtplanung können die kumulativen Auswirkungen der Wasserkraftnutzung und der Windenergie und die hohe

	Gewässerstrecken, die freizuhalten sind. Dazu zählen insbesondere schutzwürdige Lebensräume und Lebensräume bedrohter Arten. Die Planungen sind überkantonale zu koordinieren.»	Vorbelastung der Gewässerökosysteme durch die bestehende Wasserkraftnutzung adäquat berücksichtigt, sowie die Umweltverträglichkeit neuer Projekte beurteilt und die Biodiversitätsziele erreicht werden. Die Praxis zeigt, dass die bisherigen Richtpläne, insbesondere was die Kriterien für die Biodiversität betrifft, sehr mangelhaft sind. Im besten Fall werden bestehende Schutzgebiete respektiert, in den wenigsten Fällen gibt es plausible Kriterien bezüglich Arten der Roten Liste und national prioritären Arten, deren Lebensräume gemäss NHG Art. 18 Abs. 1 erhalten werden müssen. Auch der Schutz von Ökosystemprozessen, oder von noch natürlichen, naturnahen, oder artenreichen Ökosystemen wird kaum berücksichtigt. Oftmals wird die Erfassung der Biodiversität auf die Nutzungsplanung verschoben. Damit fehlen aber in der Richtplanung entscheidende Grundlagen. Das Bundesgericht hat im Fall Schwyberg vom 26. Oktober 2016 ausdrücklich verlangt, dass eine ausreichende Standortevaluation nötig ist, welche eine umfassende Interessenabwägung voraussetzt. Insbesondere sollen dabei die Interessen des Landschafts-, Biotop- und Artenschutzes verstärkt miteinbezogen werden. Sowohl die Ziele im Energiebereich als auch beim Biodiversitätsschutz lassen sich zudem besser und konfliktfreier erreichen, wenn die Planung grossräumiger erfolgt. Schutz- und Nutzungspotentiale variieren räumlich stark und sind nicht gleichmässig über die Kantone verteilt. Deswegen müssen die Richtplanungen zwingend, insbesondere hinsichtlich Erreichung der Biodiversitätsschutzziele, überregional koordiniert werden.
Art. 12 und 13	Ein nationales Interesse soll nicht nur für Pumpspeicherkraftwerke, sondern auch für andere Speichertechniken gelten. Die Netzdienlichkeit soll eine Voraussetzung für die Anerkennung sein.	Speicher sind als Ergänzung zu wetterabhängigen erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie nützlich zur Entlastung der Netze. Insbesondere Batterien können auf Netzebene 7 (dezentral, Quartierspeicher) einen Beitrag leisten. Es gibt keinen Grund, nur Pumpspeicherkraftwerken als einzige Speichertechnologie ein nationales Interesse zuzugestehen.
Art. 16-18	Die Definition von «am Ort der Produktion» ist im Gesetz zu regeln und geografisch auszuweiten, so dass das lokale Verteilnetz genutzt werden kann. Bei Beanspruchung des lokalen Verteilnetzes kann eine Entschädigung des Netzbetreibers vorgesehen werden.	Die Regelung in Frankreich könnte im Grundsatz ein Vorbild sein: Hier gilt, dass Eigenverbrauch bis zum nächsten Trafo, sprich innerhalb einer Netzebene möglich ist. Für Anliefer- und Einspeisepunkt ist ein maximaler Abstand (2 Kilometer) definiert. Zusätzlich ist eine maximale kumulierte Kapazität der Produktionsanlagen vorgegeben (3 Megawatt).
Art. 21;	Wir empfehlen dem Bundesrat eine Bagatellgrenze von mind. 500 kW im Gesetz festzulegen.	Die Grenze zwischen einer Photovoltaik-Klein und -Grossanlage ist heute in der Energieförderverordnung (EnFV) geregelt. Art. 14 Abs. 1 EnFV zieht die Grenze bei 100 kW. Wir schlagen eine Bagatellgrenze von mindestens 500 kW vor in Anlehnung an die Regelung in der Europäischen Union: Anlagen mit einer Leistung <500

		kW können in der EU gemäss den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 ohne Marktprämie unterstützt werden.
Art. 25	<u>Antrag 1; einheitlicher Rückliefertarif</u> Wir empfehlen dem Bundesrat, für kleinere Solaranlagen, die nicht der Direktvermarktung unterliegen, ein schweizweit einheitliches Minimum für den Rückliefertarif gemäss Art. 15 einzuführen, der in Kombination mit der Einmalvergütung eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht. Falls auf einen einheitlichen Rückliefertarif verzichtet wird oder beides möglich sein soll z.B. als Wahlmodell, dass sich die Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen gemäss Art. 25 an einer angemessenen Verzinsung des investierten Kapitals orientieren. <u>Antrag 2; Bonus für voll ausgenutzte Dachflächen</u> Für die vorgeschlagenen Investitionsbeiträge gemäss Art. 25 soll ein zusätzlicher Beitrag ausgeschüttet werden, wenn die gesamte Dach- oder Fassadenfläche mit Photovoltaikanlagen ausgestattet wird. Als gesamte Fläche wird auch betrachtet, wenn ein Teil der Fläche für eine Nutzung für andere Energiegewinnung (z.B. Solarwärme) oder als biodiversitätsreiche Grünfläche genutzt wird. <u>Antrag 3; Ausrichtung am Winterstrom</u> Analog zu Antrag 2 soll ein Bonus für Anlagen, die viel Winterstrom liefern und dadurch auf einen Teil der Jahresernte verzichten (typisch für steil aufgestellte Anlagen, z.B. an Fassaden oder auf Ost-West-Dächern) eingeführt werden. Es ist auf eine unbürokratische Ausgestaltung zu achten. <u>Antrag 4; raumplanerische Massnahmen</u> Wir empfehlen dem Bundesrat, dass • der Bund, die Kantone und die Gemeinden aktiv ihre Bauten und Anlagen für Photovoltaikanlagen zur Verfügung stellen und eine Standortvorratspolitik entwickeln (zu gründen in neuem Artikel), • Massnahmen getroffen werden, die die Bereitstellung von Flächen für die infrastrukturgebundene Photovoltaik begünstigen (zu gründen in neuem Artikel).	<u>Begründung</u> Für kleinere Anlagen (mit oder ohne Einmalvergütung), die nicht der Direktvermarktung unterliegen, ist der Rückliefertarif wesentlich für die Rentabilität. Der Rückliefertarif dient ausserdem dazu, die Vorteile von dezentralen Kleinanlagen zu würdigen, namentlich die verringerten Netzausbaukosten im Vergleich mit grossen Anlagen. Zusammen mit den Einmalvergütungen soll eine angemessene (marktgerechte) Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht werden (z.B. analog WACC für erneuerbare Energien¹). <u>Begründung</u> Weil bei Einmalvergütungen der Anteil des eigenverbrauchten Stroms die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst, werden heute Dächer oft nur teilweise für Solarenergie genutzt. Das ist volkswirtschaftlich und auch hinsichtlich der Potenzialausnutzung unsinnig. Um dem entgegenzuwirken, soll ein Bonus für Anlagen, die die Dachfläche vollständig ausnutzen (Details sind zu definieren), eingeführt werden. <u>Begründung</u> Damit kann der Versorgungssicherheit im Winter zusätzlich Rechnung getragen werden. Zudem können zusätzliche Anlagen auf Infrastrukturen und Gebäuden, die nicht jahresertragsoptimiert (nach Süden) ausgerichtet sind, ermöglicht werden. <u>Begründung</u> Gemäss Art. 89 der Bundesverfassung und dem Zweckartikel (Art. 1 Abs. 2a) des EnG soll der Bund neben einer wirtschaftlichen vor allem eine umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sicherstellen. Umweltverträglichkeit beinhaltet gemäss Art. 7 Abs. 3 dabei nicht nur die Erreichung der Klimaziele, sondern generell eine möglichst geringe Beeinträchtigung von Mensch und Natur und den Erhalt funktionierender Ökosysteme. Deswegen braucht es verstärkte Massnahmen um raumplanerisch bzw. über Finanzierungsbedingungen sicherzustellen, dass pri-

¹ Kalkulatorische Zinssätze für Förderinstrumente für erneuerbare Energien:
www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/wacc-kalkulatorischer-zinssatz.html

	im Raumplanungsgesetz Vorgaben gemacht werden, damit bei infrastrukturgebundenen Photovoltaikanlagen an Lärmschutzwänden, Stau Mauern oder ähnlichem ein vereinfachtes Bewilligungsverfahren möglich ist,	mär Standorte, an denen die Beeinträchtigungen durch die Energienutzung minimiert werden, genutzt werden sowie dass die für die Zielerreichung im Biodiversitätsbereich benötigten Flächen langfristig und verbindlich dem Erhalt der Biodiversität dienen. Sehr gut geeignete Flächen und Standorte, an denen die Energienutzung nur geringe Beeinträchtigungen nach sich zieht, müssen verfügbar gemacht werden und die Finanzierungsbedingungen müssen sicherstellen, dass einzelne Anlagen ihre negativen Umweltwirkungen so weit als möglich minimieren und geltende Umweltvorschriften einhalten. Aufgrund der Transformation von zentralen zu dezentralen Produktionsanlagen werden künftig viel mehr Flächen der Stromproduktion dienen als heute. Gemäss Berechnungen des Bundesamts für Energie (BFE) weist alleine die Solarenergie Potenziale von 67 TWh auf bestehenden Gebäuden (Dächer und Fassaden) auf². Besonders geeignete Standorte (infrastrukturgebundene Pilotanlagen z.B. Lärmschutzwände, Zäune, Strassen, Stauseen etc.) sollen präferiert werden. Bewilligungstechnische Hürden sollen überall dort abgebaut werden, wo dadurch keine wesentlichen Interessen Dritter verletzt werden. Für eine energetische Nutzung von Infrastrukturanlagen sind heute teilweise raumplanerische Verfahren notwendig, die angesichts der kaum sichtbaren baulichen Veränderung unverhältnismässig sind. Die Verfahren für eine energetische Nebennutzung bestehender Infrastrukturanlagen müssten deshalb stark vereinfacht werden. Mehr Planungs- und Investitionssicherheit garantiert alleine noch nicht, dass die Potenzialflächen für Photovoltaikanlagen in genügendem Umfang aktiviert werden. Dafür sind die Erträge aus der Stromerzeugung derzeit gerade für Kleinanlagen zu gering. Der Bund soll deshalb dafür sorgen, dass Kantone und Gemeinden eigene Flächen zur Verfügung stellen oder selber mit Anlagen bestücken. Und er soll dafür sorgen, dass auch Private ihre Flächen Dritten für die Bestückung mit Anlagen zur Verfügung stellen. Wahrscheinlich ist dafür ein Mix zwischen finanziellen Anreizen (Abgeltung im Sinne einer Konzession/Pacht für die Fläche) und einer Vorschrift im Falle von Gebäudesanierungen mit Flächen von besonders hohem Potenzial sinnvoll.
Art. 25a	Bei den Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen sollen Vergütungen pro eingespeiste Kilowattstunde Photovoltaik im Sinne einer gleitenden Marktpremie ausgeschrieben werden. Eventualiter können sowohl gleitende Marktpremien als auch Einmalvergütungen ausgeschrieben werden, wobei die verschiedenen Ansätze hinsichtlich ihrer Wirkung zu testen sind.	Der internationale Strommarkt ist von grossen Unsicherheiten geprägt. Das hängt zum einen mit der (Teil-) Öffnung der Strommärkte zusammen, zum anderen mit dem Ersatz des fossil-nuklearen Kraftwerkparcs durch umweltfreundliche Produktionsanlagen. Während der heutige Strommarkt die Verrechnung der Vollkosten verhindert (gerade Solar- und Windkraftanlagen können sich in einem energy-only-Markt perspektivisch prinzipiell nicht gegenfinanzieren, weil alle Anlagen gleichzei-

² Vgl. BFE-Mitteilung vom 15.4.2019: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>

		tige Produktionsspitzen aufweisen und sie dadurch einen grossen Teil der Produktion zu Tiefpreiszeiten haben), sorgen insbesondere Wind- und Solaranlagen für volatilere Preise am Strommarkt. Ihre Produktion ist witterungsabhängig, dafür sind ihre Produktionskosten nahe null, da sie weder Brennstoff- noch Personalkosten aufweisen. Investitionen in neue Kraftwerke werden langfristig ausgerichtet. Politische Unwägbarkeiten mit grossem Einfluss auf das künftige Preisniveau (z.B. ob und wann ein Stromabkommen mit der EU oder die vollständige Strommarktöffnung im Inland kommen) wiegen deshalb schwer. Der Bund ist deshalb aufgefordert, Sicherheiten zu bieten, um die nötige Transformation im Sinne der von den Klimazielen und der Versorgungssicherheit abgeleiteten Ausbauziele zu unterstützen und für die erforderlichen privaten Investitionen Anreize zu bieten. Mit Einmalvergütungen müssen die Betreiber ein höheres Risiko tragen (künftige Strompreisschwankungen). Dieses Risiko kann durch Ausschreibungen mit gleitender Marktprämie aufgefangen werden. Diese gleichen die Preisentwicklung an den Strombörsen aus: Bei steigenden Preisen sinken die Marktprämien und umgekehrt. Aufgrund der niedrigeren Risiken lassen sich Investitionen in neue Kapazitäten tendenziell günstiger finanzieren. Das wiederum kommt den Stromkunden zugute. Eine gleitende Marktprämie ist kein garantierter Gewinn. Dank der wettbewerblichen Ermittlung dieser Prämie mittels Ausschreibungen und dank der weiterhin bestehenden Direktvermarktung für grosse Anlagen bleibt ein marktwirtschaftliches Risiko und Anreiz zum systemdienlichen Betrieb beim Betreiber. Eine Rückzahlung für den Fall, dass der Marktpreis das Gebot übersteigt, kann vorgesehen werden («contract for difference»). Damit würden die Gebote tendenziell höher ausfallen, dafür werden Mitnahmeeffekte vermieden.
Art. 27	Artikel soll ersetzt werden durch: Gleitende Marktprämie für Biomasseanlagen 1 Neue Biomasseanlagen erhalten zur Deckung der Gesteungskosten während der Amortisationszeit eine gleitende Marktprämie welche sich auf Referenzanlagen abstützen. Für die Festlegung der gleitenden Marktprämie sind die Produktionskosten abzüglich den Markterlösen massgebend, 2 Bestehende Biomasseanlagen, bei denen die Vergütungsdauer der Einspeisevergütung abgelaufen ist und die Förderung ausläuft, können sich die Betreiber drei Jahre vor Ablauf für die gleitende Marktprämie anmelden. Die gleitende Marktprämie entspricht derjenigen von Neuanlagen nach Abs. 1 abzüglich einer angemessenen Reduktion. Die Gesteungskosten müssen gedeckt sein.	Aufgrund Spezifität der Biomasseanlagen (vielseitige Leistungen und hohe Betriebskosten) muss für die Finanzierung von Weiterbetrieb von Biomasseanlagen in der Schweiz, sowie für deren Zubau ein etwas anderes Finanzierungssystem ausgearbeitet werden und zur Anwendung kommen. Nur damit kann ein Weiterbetrieb von Biomasseanlagen und der weitere nötige Zubau dieser Anlagen in der Schweiz tatsächlich stattfinden und das grosse ungenutzte hiesige Potenzial genutzt werden. Bestehende Biomasseanlagen, bei denen die Vergütungsdauer der Einspeisevergütung abgelaufen ist und die Förderung ausläuft, können sich die Betreiber drei Jahre vor Ablauf für die gleitende Marktprämie anmelden. Die gleitende Marktprämie entspricht derjenigen von Neuanlagen nach Abs. 1 abzüglich einer angemessenen Reduktion. Die Gesteungskosten müssen gedeckt sein. Das System soll so viel wie möglich dem System für die anderen erneuerbaren Energien entsprechen. Beim Design soll aber auch mutig auf Elemente verzichtet werden, welche zusätzliche Kosten ohne entsprechenden Nutzen bringen, wie z.B.

	³ Biomasseanlagen nutzen hauptsächlich das vorhandene Potenzial an Hofdünger und Holz. ⁴ Für Anlagen, die vorwiegend landwirtschaftliche Biomasse verwenden, kann der Bundesrat einen zusätzlichen Marktprämienzuschlag als Anreiz für die Nutzung dieses Potenzials vorsehen. Es sind Referenzanlagenkategorien zu definieren. ⁵ Sämtliche Biomasseanlagen unterliegen der Direktvermarktung	Ausschreibeverfahren. Ausschreibeverfahren machen nämlich in der Schweiz bei Biomasseanlagen keinen Sinn, weil es ohnehin so wenige Marktakteure gibt, die daran teilnehmen würden (zwischen 10-15 pro Jahr). Es entsteht kein Markt und damit werden nur Mehrkosten für die Volkswirtschaft generiert.
Art. 27a	<u>Antrag 1</u> Wir empfehlen dem Bundesrat, für Windenergieanlagen zu prüfen, ob gleitende Marktprämien statt Investitionsbeiträge sinnvoller bzw. ökonomischer sind. Es ist auch ein Wahlmodell denkbar. <u>Antrag 2</u> Streichen von Abs. 4.	<u>Begründung</u> Analog wie bei grossen Photovoltaikanlagen sind hier die Investitionskosten relativ hoch und das Risiko von Strompreisschwankungen kann Investoren abschrecken. Die Bedingungen nach Abs. 1 begrüssen wir. Es ist auf eine räumliche Bündelung der Windenergie zu achten, um die Umweltauswirkungen zu konzentrieren. <u>Begründung</u> Im Sinne einer möglichst konzentrierten Beeinträchtigung durch Industrieanlagen sind die Kantone angehalten, keine Einzelanlagen zu planen, sondern Flächen für die Errichtung von natur- und umweltverträglichen Windparks zu definieren (siehe auch Art. 10). Mit dieser Ausnahme würde ein unnötiger Anreiz geschaffen um auf kleinsten Flächen einzelne Anlagen zu planen, die kaum in einem sinnvollen Verhältnis zwischen Eingriff und Nutzen stehen. Deshalb sollen Einzelanlagen keine Finanzierung beanspruchen können.
Art. 27b	Wir empfehlen, Geothermieranlagen nicht über den Netzzuschlag, sondern über Forschungsbudgets zu finanzieren. Dasselbe schlagen wir für die Risikogarantien gemäss Art. 33 vor.	Über den Netzzuschlag sollen nur Anlagen unterstützt werden, die zu marktnahen Konditionen effektiv Strom produzieren. Die Marktreife von Geothermie ist in der Schweiz leider nach wie vor nicht gegeben.
Art. 29	Wir empfehlen die Modalitäten der Auktionen weiter zu präzisieren: - Es soll explizit die Möglichkeit geben, mehrere Anlagen als «Cluster» in Auktionen einzubringen. - Bei Anlagen, die z.B. wegen der Winterstromproduktion oder ihrer Flexibilität besonders nützlich sind, soll die Deckung der Anschlusskosten nach Art. 22 Abs. 3 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) auf die allgemeinen Netzkosten überwältzt werden können. Zudem ist Abs. 3 Bst j zu streichen	siehe Anträge und Begründung zu Art. 26).

Art. 30	Wir plädieren dafür, die Marktprämien wie geplant auslaufen zu lassen. Aus dem Netzzuschlag sollen nur Massnahmen finanziert werden, welche die Zwecke dieses Gesetzes unterstützen. Eine reine Unterstützung bestehender Produktion ohne weitere Verpflichtungen trägt weder zur Erreichung der Zubau- oder Effizienzziele, noch zur Erhöhung der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung bei. Dieser Artikel ist daher zu streichen.	
Art. 35	Netzzuschlagsmaximum gem. Abs. 3 von derzeit 2,3 Rp./kWh sowie dessen Zuteilung in Art. 35 derart auszugestalten, dass sich dieses dynamisch und rasch nach den Zwecken gemäss Art. 1 und den Zielen gemäss Art. 2 und 3 ausrichtet. Dazu gehört bei Bedarf auch eine saisonale Differenzierung sowie die Verknüpfung mit den Strommarktpreisen.	
Art. 38	Wir empfehlen dem Bundesrat, die zeitliche Begrenzung der Finanzierungsinstrumente in Art. 38 an die Erreichung der Ziele gemäss Art. 2 und 3 zu binden.	Siehe Begründung zu Art. 35; Netzzuschlag
Art. 44	Wir begrüssen die Neuerungen bei den Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten. Wir empfehlen, sicherzustellen, dass nicht nur energieverbrauchsrelevante Eigenschaften, sondern auch andere Umweltschäden wie Emissionen über den ganzen Lebenszyklus betrachtet werden können.	Eine grössere Flexibilität bei der Ausgestaltung der Energieetikette erachten wir als sehr sinnvoll. Wir begrüssen insbesondere, dass die Möglichkeit geschaffen wird, Emissionen wie Lärm, und Schadstoffe sowie Herstellungs- und Entsorgungsaufwand zu berücksichtigen. Art. 44 Abs. 1 Bst. a. ist allerdings so formuliert, dass nur die energieverbrauchsrelevanten Eigenschaften über den gesamten Lebenszyklus betrachtet werden können, nicht aber die davor genannten anderen Emissionen. Wir gehen davon aus, dass unter diesen Emissionen nicht energieverbrauchsrelevante Emissionen gemeint sind, wie beispielsweise Luftschadstoffe.



Per Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Bern, 9. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023): Stellungnahme SP Schweiz

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme, die wir gerne nutzen.

Wir begrüssen es generell, dass mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien geschaffen werden, um damit die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Denn die im Rahmen der Energiestrategie 2050 (ES2050) bisher beschlossenen Massnahmen reichen nicht aus, um die längerfristigen Ziele zu erreichen. Die Versorgungssicherheit und die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung stehen im Zentrum. Dies auch im Zusammenhang mit dem 2019 vom Bundesrat beschlossenen Netto-Null-Ziel ab 2050, welches eine Dekarbonisierung der Energieversorgung – insbesondere im Verkehr und im Gebäudebereich – erfordert. Hier sind weitere Anstrengungen nötig und somit auch die mit dieser Vorlage vorgesehenen entsprechenden Änderungen im Energiegesetz: Das bereits bestehende Förderinstrumentarium im Energiegesetz soll länger angewendet und punktuell weiterentwickelt werden. Die bestehenden Instrumente werden näher an den Markt gebracht:

- Das Einspeisevergütungssystem wird durch Investitionsbeiträge ersetzt.
- Für grössere Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) soll die Vergabe dieser Beiträge neu mittels Auktionen möglich sein.
- Für grosse Wasserkraftanlagen werden mehr Mittel zur Verfügung gestellt, welche zudem flexibler eingesetzt werden können (Finanzierung weiterhin über den Netzzuschlag, welcher nicht erhöht, jedoch entsprechend länger erhoben wird).

Das Gesetz sieht eine Förderung bis 2035 vor (fünf Jahre länger als nach geltendem Recht). Damit wird Konsistenz mit den Ausbaurichtwerten bzw. -zielen des Energiegesetzes geschaffen, welche ebenfalls auf dieses Jahr ausgerichtet sind. Neu soll ein Ausbauziel für das Jahr 2050 Eingang ins Gesetz finden. Sollte sich abzeichnen, dass dieser nicht erreicht werden kann, wird der Bundesrat dem Parlament neue Massnahmen beantragen.

Die Vorlage wird zudem zum Anlass genommen, weitere Verbesserungen von geringerer Tragweite vorzunehmen.

1. Grundlegende Empfehlungen/Anmerkungen

Ausbauziele

- Der Ausbau erneuerbarer Energien soll so ausgerichtet werden, dass der Strombedarf der Schweiz im Jahresmittel aus umwelt- und naturverträglichen erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Da der Atomstrom in absehbarer Zeit ersetzt werden muss und die klimapolitischen Zielsetzungen nicht gefährdet werden dürfen, sind höhere Zahlen und ein schnellerer Ausbau als vom Bundesrat vorgesehen nötig, um den Grundsatz der Bedarfsdeckung gerecht zu werden. Denn die Ausbauziele müssen sich nebst der Versorgungssicherheit auch an den Klimazielen und der ES2050 ausrichten. Es ist also ein Ausbauziel in der Grössenordnung von etwa 40 TWh bis 2035 anzustreben. Somit ergibt sich zusammen mit der Wasserkraft ein Ziel von 70-80 TWh erneuerbare Stromproduktion. (→ siehe unten zu **Art. 2 Abs. 1**)

Finanzierungssystem

- Das bestehende Förderinstrumentarium für erneuerbare Energien soll verlängert und ergänzt werden. In einem geöffneten Strommarkt, wie es der Bundesrat mit der Revision des StromVG vorsieht, bestehen jedoch grundsätzlich zu geringe Investitionsanreize für neue oder die Erneuerung von Anlagen. Dies ist insbesondere bei dezentralen Anlagen der Fall – diese sollen aber künftig einen wichtigen Teil zur Energieversorgung beitragen. Es soll also ein Finanzierungssystem eingeführt werden, das dem neuen Marktumfeld gerecht wird. Die Instrumentarien sind demzufolge als langfristiges Finanzierungssystem im Sinne der Zwecke des Energiegesetzes gemäss Art. 1 sowie der Ausbauziele gemäss Art. 2 auszugestalten und nicht als «Förderung» zu betiteln. Die Mittel für Massnahmen, die zu einer umweltverträglichen Energieversorgung führen (z.B. Effizienzmassnahmen, Ausbau Photovoltaik, ökologische Sanierung Wasserkraft), sollen erhöht werden. Dabei sind die Höhe des Netzzuschlagsmaximums und der Finanzierungsinstrumente an der Zielerreichung auszurichten. Weiter sollen aber Technologien und Projekte in Schutzgebieten oder mit besonders schlechtem ökologischen Kosten-Nutzen Verhältnis von der Finanzierung ausgeschlossen werden. **Es braucht klare Finanzierungsbedingungen und Kriterien, um die Umweltverträglichkeit des geförderten Stroms sicherzustellen.** Es muss insbesondere sichergestellt werden, dass nur diejenigen Anlagen von einer Finanzierungslösung profitieren, welche die Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) sowie des Natur- und Heimatschutzgesetzes (NHG) vollständig umsetzen – wobei bei der Umsetzung der Bestimmungen des NHG insbesondere der Schutz der Natur und der einheimischen Tier- und Pflanzenwelt sowie ihre biologische Vielfalt und ihren natürlichen Lebensraum gemeint ist. (→ siehe unten zu **Art. 35** und zu **Art. 38**)

Umweltverträglichkeit des Ausbaus

- Im Entwurf für die Revision des Energiegesetzes fehlen Instrumente für eine Flächen- und Standortvorratspolitik. Denn eine stärkere Unterstützung von erneuerbaren Energien garantiert noch nicht, dass die für neue Produktionsanlagen benötigten Flächen überhaupt zur Verfügung stehen. Weiter ist damit auch in keiner Weise garantiert, dass nur diejenigen Standorte genutzt werden, die Mensch und Umwelt am wenigsten beeinträchtigen. Dies ist sowohl für die Wasserkraft (Konflikt mit dem Schutz von wertvollen Gewässerabschnitten) als auch für den Ausbau der Photovoltaik (PV) der Fall. Der Revisionsentwurf ist nicht koordiniert mit den verfassungsmässig festgelegten Zielen zum Biodiversitätsschutz und er verpasst die Chance, mit planerischen Instrumenten sicherzustellen, dass die Bekämpfung der Klimakrise die bestehende Biodiversitätskrise nicht weiter verschärft und die nötigen Flächen und Standorte für neue Produktionsanlagen in umwelt- und naturverträglicher Weise zur Verfügung gestellt werden. Es braucht eine verbesserte, verbindliche Umsetzung der bestehenden raumplanerischen Instrumente, welche die wenigen ökologisch noch wertvollen Gebiete konsequent schützt. (→ siehe unten zu **Art. 7 Abs. 3, Art. 25, Art. 26**)

Planungs- und Investitionssicherheit für Photovoltaik

- Wie begrüßen grundsätzlich die Erweiterung des Erfolgsmodells «Eimalvergütung» für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch und die Erweiterung der Investitionshilfen in den anderen Technologien. Die vom Bundesrat vorgesehenen einmaligen Investitionsbeiträge ignorieren aber die Unsicherheiten, die bezüglich der Entwicklung des Strompreises herrschen. Da dieses Risiko somit vollständig auf die Projektant_innen abgewälzt wird, führt dies im Falle von kleineren Anlagen unter Umständen dazu, dass die Projektant_innen vollständig auf die Projekte verzichten. Bei Grossinvestitionen kann diese Unsicherheit nur mit viel mehr Eigenkapitalbereitstellung gemeistert werden, was wiederum die Gestehungskosten der Stromproduktion erhöht und die Investitionen in der Schweiz – verglichen mit den Konditionen im angrenzenden Ausland – unattraktiv macht. Im Falle von Auktionen für grosse PV-Anlagen führt dies somit dazu, dass die Projektant_innen höhere Preise verlangen werden. Um die Transformation zu garantieren, muss aber die Planungs- und Investitionssicherheit gestärkt werden. Das Gesetz soll deshalb auch die Möglichkeit der Einführung einer KWh-basierten Finanzierungsregelung (gleitende Marktprämien) vorsehen; zur Abfederung des Marktpreisrisikos. Dabei sollen in beiden Modellen (Investitionsbeiträge oder KWh-basierten Prämie) Ausschreibungen möglich sein. Dies aber erst ab einer Leistungsgrenze von 500 kW. Denn darunter sind die Transaktionskosten zu hoch. Somit können die verschiedenen Ansätze hinsichtlich ihrer Wirkung getestet und die Erfahrungen von Auktionen in europäischen Ländern direkt umgesetzt werden. (→ siehe unten unter **Art. 25a**)

Anreize für Energieeffizienz

- In der Vorlage sind keine Änderungen hinsichtlich der Energieeffizienz und der Suffizienz vorgesehen. Sowohl die Verbrauchsrichtwerte (Art. 3) als auch die zugehörigen Instrumente bleiben in ihrer alten Fassung. Diese Richtwerte entsprechen etwa einer Stabilisierung des absoluten Stromverbrauchs. Das erscheint hinsichtlich des Ziels einer vollständigen Dekarbonisierung und der damit verbundenen Elektrifizierung unrealistisch. Auch sind die Potenziale für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen begrenzt und oft mit Konflikten mit Schutzinteressen verbunden. Es besteht deshalb grosser Handlungsdruck, dem Energiebedarf nicht einfach mit erneuerbaren Energien gerecht zu werden, sondern diesen zu senken. Es braucht klare Korrekturen und Verbesserungen bei den Effizienzzielen und -massnahmen sowie eine verstärkte Unterstützung von Massnahmen zur Förderung der Suffizienz. Gemäss der Antwort des Bundesrats auf eine Frage zur Suffizienz in der Revision des EnG hat dieser schliesslich auch bekundet, dass ihm die Suffizienz ein Anliegen ist: «Zur Erreichung der Klima- und Energieziele müssen in allen Bereichen Anstrengungen erfolgen, d. h. neben dem technologischen Fortschritt auch im Bereich des Konsumverhaltens. Nur mit einer Steigerung sowohl der Effizienz als auch der Suffizienz sind die ambitionösen Ziele erreichbar».¹ (→ siehe unten zu **Art. 3**)
- Wir möchten Sie in diesem Zusammenhang weiter bitten, von einer Erhöhung der Leistungskomponente auf Netzebene 7 abzusehen (in der bevorstehenden Revision Stromversorgungsgesetz). Fixe Gebühren, wie es Leistungstarife in dieser Hinsicht sind, sind keineswegs verursachergerecht und berücksichtigen den Zeitpunkt des Bezugs nicht. Dabei ist insbesondere die Leistung im Zeitpunkt hoher Beanspruchung der Netze, die Kosten verursacht, und nicht die Leistung an sich. Leistungstarife anstelle von variablen Tarifen stehen im Widerspruch zur Bundesverfassung, die einen sparsamen und effizienten Umgang mit Energie postuliert. Zudem sind sie unsozial, weil der Kleinverbrauch viel stärker mit Netzgebühren belastet wird als grosse Verbräuche. Die beabsichtigte Anhebung der maximal zulässigen Grundpreise bestraft somit besonders die Konsument_innen mit geringem Verbrauch sowie die dezentrale Stromerzeugung. Die Anhebung der Grundpreise entspricht einer rückwirkenden Kürzung der Rentabilität aller auf Eigenverbrauch basierender PV-Anlagen; das ist auch ein Verstoß gegen Treu und Glauben.

¹ Quelle: 20.5455 Fragestunde. Frage «Suffizienz in der Revision des Energiegesetzes» (<https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20205455>)

Strategischen Infrastrukturen der Energiewirtschaft in öffentlicher Hand der Schweiz

- Die Netze und die Stromproduktion aus Grosswasserkraft sind kritische Infrastrukturen. Sie sind von strategischer Bedeutung für eine unabhängige Versorgungssicherheit. Für die Sicherung der Stromversorgung müssen diese unbedingt in öffentlicher Hand der Schweiz bleiben. Ein Verkauf solcher Infrastrukturen – insbesondere der Stromnetze, der Grosswasserkraft und der Gasnetze – an Personen im Ausland soll grundsätzlich ausgeschlossen werden. Deshalb sind solche strategische Infrastrukturen der Energiewirtschaft dem Bundesgesetz über den Erwerb von Grundstücken durch Personen im Ausland (BewG) zu unterstellen (siehe dazu Pa.IV. Badran «Unterstellung der strategischen Infrastrukturen der Energiewirtschaft unter die Lex Koller» (16.498).

Weitere Zielkonflikte nebst dem Natur- und Landschaftsschutz

- Wir möchten an dieser Stelle noch darauf hinweisen, dass es nebst dem Zielkonflikt zwischen Nutzungs- und Schutzinteressen auch weitere Zielkonflikte gibt, die einen Ausbau erneuerbarer Energien zum Teil im Weg stehen. So gibt es insbesondere bei der Windenergie Zielkonflikte mit der Luftfahrt oder dem Militär (Radar). Es erscheint uns sehr fragwürdig, wenn Windenergieanlagen wegen eines Flugplatzes z.B. für Segel- oder andere Hobby- und Sonntagsflieger_innen verunmöglicht werden. Hier gilt es, dem Ausbau erneuerbarer Energieanlagen den Vorrang zu geben.

2. Spezifische Empfehlungen zu einzelnen Artikeln

1. Kapitel: Zweck, Ziele, Richtwerte und Grundsätze

- **Art. 1 Abs. 2 Bst c; Zweck:** Um das Netto Null-Ziel mittelfristig zu erreichen, muss die Energieversorgung vollständig auf umwelt- und naturverträglichere erneuerbare Energien umgestellt werden. Nicht erneuerbare Energien haben keinen Platz mehr in der Energieversorgung.
→ Art. 1 Abs. 2 Bst c
Es bezweckt: [...] c. den Übergang hin zu einer Energieversorgung, die ~~stärker~~ auf der Nutzung umwelt- und naturverträglicher erneuerbarer Energien, insbesondere einheimischer erneuerbarer Energien, gründet.
- **Art. 2 Abs. 1; Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien:** Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei etwa 40 TWh liegt. Die im Entwurf vorgesehenen 11.4 TWh im Jahr 2035 reichen nicht aus, um den Herausforderungen (Ersatz Atomkraft: ca. 20 TWh/J, Dekarbonisierung in den Bereichen Verkehr, Industrie und Gebäude: ca. 20-40 TWh/J pro Jahr, Zeithorizont: Netto Null bis 2050 Fahrplan, Versorgungssicherheit: Unsicherheiten bzgl. Stromimporte) gerecht zu werden. Ein beschleunigter Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien erhöht darüber hinaus die inländische Wertschöpfung, was der Wirtschaft zugutekommt.
→ Art. 1 Abs. 1
¹ Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 40 000 GWh [...] zu betragen.
- **Art. 2 Abs. 2:** Für die Wasserkraft sollen keine separaten Ausbauziele festgelegt werden. Dies aus Gründen des Biodiversitätsschutzes und der sinnvollen Mittelallokation. Denn gemäss einer BFE-Studie ist das Potenzial der Wasserkraft gleich Null. Zudem würde sich der Bau neuer Infrastrukturen negativ auf die Biodiversität und die Erhaltung der letzten noch offenen

Fließgewässer auswirken. Aus Gründen des Biodiversitätsschutzes und auch der sinnvollen Mittelallokation soll abs. 2 gestrichen werden.

→ Art. 2 Abs. 2 streichen

- **Art. 3; Verbrauchsrichtwerte:** Die heute als «unverbindlich» geltenden Verbrauchsrichtwerte sollen in verbindliche Ziele für 2035 und 2050 überführt werden. Denn die gesetzlichen Zielwerte werden erst dann wirkungsvoll, wenn sie von *unverbindlichen* Richtwerten in *verbindliche* Ziele umgewandelt werden. **Abs. 1 (Energieverbrauchsziele) ist daher so zu ändern, dass die Differenz zwischen dem Ausbauziel der Elektrizität aus erneuerbaren Energien (gem. Art. 2) und dem Verbrauchsziel mit nicht-elektrischen, umweltverträglichen erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse, Solarwärme) im Jahresmittel im Inland gedeckt werden kann** – sofern umwelt- und naturverträgliche Potenziale zur Verfügung stehen. **Abs. 2 (Elektrizitätsverbrauchsziele) ist mit dem Ausbauziel der Elektrizität aus erneuerbaren Energien (gem. Art. 2) so in Übereinstimmung zu bringen, dass die Produktion im Jahresmittel bei der angenommenen Bevölkerungsentwicklung ungefähr den Bedarf decken kann.** Weiter sollen politische Instrumente zur Nutzung des Effizienzpotenzials und der Förderung von Suffizienz ergänzt (bzw. weiterentwickelt) werden, damit die Verbrauchsziele erreicht werden können.

2. Kapitel: Energieversorgung

- **Art. 7 Abs. 3; Leitlinien:** In Abs. 3 beantragen wir eine Präzisierung von «umweltverträgliche Energieversorgung». Die Energieversorgung ist so zu gestalten, dass sie auch der Natur Sorge trägt und die Biodiversitätskrise nicht weiter verschärft. Deshalb soll die Definition auch explizit auf den Schutz der Biodiversität Bezug nehmen. Zudem soll unseres Erachtens die Wasserkraft nicht mehr explizit genannt werden. Denn in Zukunft wird nebst der Wasserkraft insbesondere auch die PV eine wichtige Rolle spielen. Die Wasserkraft beeinträchtigt die Gewässerökosysteme massiv, weshalb ein Fokus auf ebendiese mit dem Begriff «umweltverträglich» nicht kompatibel ist.

→ Art. 7 Abs. 3

³ *Eine umweltverträgliche Energieversorgung bedeutet den schonenden Umgang mit den natürlichen Ressourcen, den Einsatz erneuerbarer Energien, ~~insbesondere der Wasserkraft~~, und hat das Ziel, die schädlichen oder lästigen Einwirkungen auf Mensch, Umwelt und Natur, insbesondere auf die Biodiversität, möglichst gering zu halten.*

- **Art. 10 Abs. 1; Richtpläne der Kantone und Nutzungspläne:** Wir fordern eine Umformulierung des Art. 10, damit die wertvollen, artenreichen sowie schutzwürdigen Gebiete und Lebensräume gefährdeter Arten erhalten und durch eine verbindliche strategische Schutzplanung von der Nutzung ausgeschlossen werden. Dazu soll die Richtplanung aufgewertet, mit verbindlichen Kriterien für den Schutz der Biodiversität versehen und überkantonale koordiniert werden.

→ Art. 10 Abs. 1

¹ *Die Kantone sorgen dafür, dass insbesondere die für die Nutzung der Wasser- und Windkraft geeigneten Gebiete und Gewässerstrecken im Richtplan festgelegt werden (Art. 8b Raumplanungsgesetz vom 22. Juni 1979). Sie schliessen bereits genutzte Standorte mit ein und bezeichnen Gebiete und Gewässerstrecken, die freizuhalten sind. Dazu zählen insbesondere schutzwürdige Lebensräume und Lebensräume bedrohter Arten. Die Planungen sind überkantonale zu koordinieren.»*

3. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch

- **Art. 16-18; Eigenverbrauch:** Gemäss Art. 16 dürfen die Betreiber von Anlagen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selbst verbrauchen oder sie zum Verbrauch am Ort der Produktion ganz oder teilweise veräussern. Gemäss Art. 17 können

sich mehrere Grundeigentümer_innen zum gemeinsamen Eigenverbrauch zusammenschliessen, wenn diese am Ort der Produktion Endverbraucher_innen sind und sofern die gesamte Produktionsleistung im Verhältnis zur Anschlussleistung am Messpunkt (Art. 18 Abs. 1) erheblich ist. Der Begriff «am Ort der Produktion» sollte unseres Erachtens gesetzlich definiert und geografisch ausgeweitet werden. So ist z.B. in Frankreich der Eigenverbrauch bis zum nächsten Trafo, also innerhalb einer Netzebene möglich. Anliefer- und Einspeisepunkt dürfen jedoch maximal 2 km Abstand haben und die kumulierte Kapazität der Produktionsanlagen darf 3 MW nicht überschreiten.

→ Art. 16-18

Die Definition von «am Ort der Produktion» ist im Gesetz zu regeln und geografisch auszuweiten, so dass das lokale Verteilnetz genutzt werden kann. Bei Beanspruchung des lokalen Verteilnetzes kann eine Entschädigung des Netzbetreibers vorgesehen werden.

4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisevergütungssystem)

- **Art. 21; Direktvermarktung:** Gemäss Art. 21 verkaufen die Betreiber ihre Elektrizität selbst am Markt. Für einzelne Anlagentypen kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können. Die Grenze zwischen einer kleinen und einer grossen PV-Anlage ist in der Energieförderverordnung (EnFV; [SR 730.03](#)) geregelt: Gemäss Art. 14 Abs. 1 sind Betreiber von Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen. Unseres Erachtens sollte die Grenze auf mind. 500 kW erhöht werden; in Anlehnung an die Regelung in der EU. In der EU können Anlagen mit einer Leistung von weniger als 500 kW ohne Marktpremie unterstützt werden (gemäss Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020).

→ Art. 21

Die Grenze für die Ausnahme der Pflicht zur Direktvermarktung soll auf 500 kW angehoben und im Gesetz festgelegt werden.

5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieranlagen

- **Art. 25; Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen:** Die erhöhten Vergütungssätzen für Anlagen mit Volleinspeisung gemäss Abs. 3 sind sehr zu begrüßen. Denn sonst wären Anlagen, die sich nicht über den Eigenverbrauch finanzieren können, benachteiligt.
Wir empfehlen zudem, ein schweizweit einheitliches Minimum für den Rückliefertarif für kleinere Solaranlagen, die nicht der Direktvermarktung unterliegen, einzuführen. Sollte dies nicht möglich sein, so empfehlen wir die Schaffung einer kantonalen Kompetenzregelung, dass kantonale minimale Rückliefertarife für Kleinanlagen möglich sein wollen. Der Rückliefertarif soll in Kombination mit der Einmalvergütung eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals ermöglichen. Mit so einem nationalen oder kantonalen Rückliefertarif können die Vorteile von dezentralen Kleinanlagen gewürdigt werden (z.B. die verringerten Netzausbaukosten im Vergleich mit grossen Anlagen). Falls auf ein einheitlicher Rückliefertarif verzichtet wird, soll sich die Einmalvergütungen für PV-Anlagen (gemäss Art. 25) an einer angemessenen Verzinsung des investierten Kapitals orientieren.
Weiter schlagen wir vor, dass ein zusätzlicher Beitrag ausgeschüttet werden soll, sofern eine gesamte Dach- oder Fassadenfläche mit PV-Anlagen ausgestattet wird. Dabei soll auch die Nutzung für eine andere Energiegewinnung (z.B. Solarwärme) oder als Grünfläche mitgezählt werden. Mit diesem Bonus für Anlagen, die die Dachfläche vollständig ausnutzen, soll der Tatsache entgegengewirkt werden, dass heute Dächer oft nur teilweise für Solarenergie genutzt werden, da bei der Einmalvergütung der Anteil des eigenverbrauchten Stroms die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst.

Analog zum vorgeschlagenen Bonus für PV-Anlagen, die die Dachfläche vollständig ausnutzen, soll ein Bonus für Anlagen, die insbesondere im Winter viel Strom liefern und dadurch auf einen Teil der Jahresernte verzichten (z.B. steil aufgestellte Anlagen an Fassaden) eingeführt werden. Damit kann der Versorgungssicherheit im Winter zusätzlich Rechnung getragen werden. Zudem können zusätzliche Anlagen auf Infrastrukturen und Gebäuden, die nicht jahresertragsoptimiert (nach Süden) ausgerichtet sind, ermöglicht werden.

Letztlich sollen auch Massnahmen getroffen werden, die die Bereitstellung von Flächen für die infrastrukturegebundene PV begünstigen. Dafür sollen auch im Raumplanungsgesetz Vorgaben gemacht werden, damit bei infrastrukturegebundenen PV-Anlagen an Lärmschutzwänden, Stau Mauern oder ähnlichem ein vereinfachtes Bewilligungsverfahren möglich ist. Bewilligungstechnische Hürden sollen überall dort abgebaut werden, wo dadurch keine Interessen Dritter verletzt werden. Dafür müssen auch der **Bund, die Kantone und die Gemeinden ihre Bauten und Anlagen für PV-Anlagen aktiv zur Verfügung stellen** oder sogar selbst mit Anlagen bestücken. Auch soll die Bereitstellung von privaten Flächen mit einem finanziellen Anreiz goutiert werden.

- **Art. 25a; Auktionen:** Wir begrüssen es, dass für die Finanzierung grosser PV-Anlagen wettbewerbliche Ausschreibungen zur Vergabe der Beiträge vorgesehen sind. Durch die Anwendung von Ausschreibungen können die Finanzierungsbeiträge pro Kilowattstunde durch den Ausschreibungs-Wettbewerb reduziert werden. Zudem werden dadurch jene Anlagen priorisiert, deren spezifische Gestehungskosten im Vergleich mit anderen tiefer liegen und deren Produktion einen höheren Ertrag erzielt.

Wir sind aber der Meinung, dass bei den Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen sowohl Einmalvergütungen als auch eine Prämie pro eingespeiste Kilowattstunde im Sinne einer gleitenden Marktprämie ausgeschrieben werden sollten. Das Modell der Einmalvergütungen hat für den erneuerbaren Strom weder eine feste Abnahme- noch eine fixierte Abnahmepreisgarantie. Somit verbleiben bei den Investoren starke Anreize, ihre Anlagen effizient und nach den Bedürfnissen des Marktes zu betreiben. Im Gegensatz zum anderen Fördermodell (gleitenden Marktprämie) übernimmt der Staat hier nicht genügend die Marktpreisrisiken oder es ergibt sich eine Überfinanzierung. Die Betreiber müssen – wenn die Überfinanzierung vermieden werden soll – ein höheres Risiko tragen (künftige Strompreisschwankungen). Dagegen bietet das zweite Finanzierungsmodell mit einer gleitenden Marktprämie alleine die Risikoabdeckung ohne «Überförderung». Hier wird das Risiko künftiger Strompreisschwankungen durch eine gleitende Marktprämie aufgefangen. Solche Marktprämien gleichen die Preisentwicklungen an den Strombörsen aus: Bei steigenden Preisen sinken die Marktprämien und umgekehrt. In diesem Modell teilen sich Investoren und Endverbraucher (mittels Netzzuschlag) das Marktpreisrisiko auf. Hier bietet der Bund bzw. der gesetzliche Rahmen die Sicherheiten, um die nötige Transformation im Sinne der Ausbauziele zu unterstützen und für die erforderlichen privaten Investitionen Anreize zu bieten. Dabei soll auch eine Rückzahlung für den Fall, dass der Marktpreis das Gebot übersteigt, vorgesehen werden («contract for difference»). **Da zum jetzigen Zeitpunkt nicht vorausgesagt werden kann, welches Fördermodell die besseren Anreize schafft, um Anlagen für erneuerbare Stromproduktion zu bauen, sollen die verschiedenen Ansätze sodann hinsichtlich ihrer Wirkung getestet werden. Die europäischen Länder agieren meistens mit gleitenden Marktprämien. Zudem besteht bereits erhebliche Erfahrung im Auktionsdesign.**

- **Art. 26; Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen:** Die in Art. 26 vorgeschlagenen Investitionsbeiträge für die Wasserkraft sollen nur gesprochen werden dürfen, wenn die Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes vollumfänglich eingehalten sind. Dies insbesondere in Hinblick auf die Erhaltung der biologischen Vielfalt. Wir empfehlen deshalb, dass künftig keine Beiträge mehr für neue Anlagen an natürlichen Gewässern ausgerichtet werden. Denn solche «unspezifische» Beiträge für neue Grosswasserkraftanlagen sind nicht mit den verfassungsmässig festgeschriebenen und wichtigen Massnahmen zum Biodiversitätsschutz vereinbar. Das umweltverträglich nutzbare Wasserkraftpotential an natürlichen Gewässern ist

ausgeschöpft, die Technologie ausgereift. Man soll sich viel mehr auf das umweltverträglich erschliessbare Potential fokussieren. Damit sind Erweiterungen bestehender Anlagen, Nebennutzungsanlagen und Infrastrukturwerke gemeint. Zudem sollen Bedingungen zur Sicherstellung festgelegt werden, dass alle geförderten Anlagen die geltenden Umweltvorschriften einhalten (insb. im Gewässer- und Naturschutz), und nicht im Konflikt mit Biodiversitätsschutzzielen stehen.

→ Art. 26 Abs. 1 Bst. a

a. neue ~~Wasserkraftanlagen~~ Nebennutzungsanlagen (Dotierkraftwerke, Trinkwasserkraftwerke, Abwasserkraftwerke)»;

→ Art. 26 Abs. 1 Bst. b

b. erhebliche Erweiterungen von Anlagen, die nach der Erweiterung eine Leistung von mindestens 10 MW aufweisen und alle Vorgaben des Gewässer- und Naturschutzes vollständig umsetzen und ihre bestehenden Eingriffe in schutzwürdige Lebensräume vollumfänglich kompensieren

→ Art. 26 Abs. 1 Bst. c streichen

→ Art. 26 Abs. 3

Der Investitionsbeitrag soll für alle Anlagen höchstens 40% der anrechenbaren Investitionskosten betragen.

→ Art. 26 Abs. 6 und 7: streichen

- **Art. 27; Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen:** Bei Biomasseanlagen sind zusätzlich zu den Investitionskosten auch die Betriebskosten relevant. Mit einer Marktprämie könnte verhindert werden, dass der Betrieb eingestellt wird, sobald die Brennstoffkosten teurer sind als der Stromerlös. Da bei KVA und ARA viel Abwärme anfällt, die sinnvoll genutzt werden kann, sollten diese nicht ungleich behandelt werden und sollten ebenfalls Investitionsbeiträge erhalten (Abs. 3).

→ Art. 27

Der Bundesrat soll prüfen, ob für Biomassegrossanlagen gleitende Marktprämien statt Investitionsbeiträge sinnvoller bzw. ökonomischer sind.

→ Art. 27 Abs. 3 Bst. a und b streichen

- **Art. 27a; Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen:** Auch bei Windenergieanlagen könnte analog zu den Biomasseanlagen eine Marktprämie Sinn machen. Denn analog zu den grossen PV-Anlagen sind hier die Investitionskosten relativ hoch und das Risiko von Strompreisschwankungen kann Investoren abschrecken. Wir begrüssen Abs. 1 mit Nachdruck, da dieser insbesondere für neue Windenergieanlagen in einer nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung (Windpark) Beiträge vorsieht. Abs. 4, der auch für einzelne Windenergieanlagen Beiträge vorsieht, soll aber gestrichen werden. Denn mit dieser Ausnahme würden unnötige Anreize geschaffen, auch auf kleinsten Flächen einzelne Anlagen zu planen, die kaum in einem sinnvollen Verhältnis zwischen Eingriff in die Natur und effektivem Nutzen stehen. Deshalb sollen Einzelanlagen keine Finanzierung beanspruchen können.

→ Art. 27a

Der Bundesrat soll prüfen, ob für Windenergieanlagen gleitende Marktprämien statt Investitionsbeiträge sinnvoller bzw. ökonomischer sind.

→ Art. 27a Abs. 4 streichen (Einzelanlagen sollen keine Finanzierung beanspruchen können)

- **Art. 27b; Investitionsbeitrag für Geothermieanlagen:** Über den Netzzuschlag sollen nur Geothermieanlagen unterstützt werden, die zu marktnahen Konditionen effektiv Strom produzieren. Denn die Marktreife der Stromproduktion aus Geothermie ist in der Schweiz leider nach wie vor nicht gegeben. Wir empfehlen in diesem Fall deshalb, solche Anlagen, statt über den Netzzuschlag über Forschungsbudgets zu finanzieren.

6. Kapitel: Besondere Unterstützungsmassnahmen

- **Art. 30; Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen:** Da die Marktprämien wie geplant Ende 2022 auslaufen soll, kann dieser Artikel gestrichen werden.
→ Art. 30 streichen

7. Kapitel: Netzzuschlag

- **Art. 35; Netzzuschlag: Erhebung und Verwendung:** Das Netzzuschlagsmaximum (gem. Abs. 3) sowie dessen Zuteilung in Art. 35 sollte unseres Erachtens so ausgestaltet werden, dass sich dessen Wert von aktuell 2.3 Rp./kWh dynamisch und rasch nach den Zwecken (gem. Art. 1) und den Zielen (gem. Art. 2 und 3) ausrichtet. Bei Bedarf ist dazu auch eine saisonale Differenzierung sowie die Verknüpfung mit den Strommarktpreisen denkbar. Denn das Ziel und die Zwecke dieses Gesetzes sind nur mit einem deutlichen Ausbau neuer erneuerbarer Produktionsanlagen sowie verstärkten Anstrengungen im Suffizienz- und Effizienzbereich und bei der Ökologisierung des bestehenden Wasserkraftparks zu erreichen. Dafür sind weder die heutige maximale Höhe des Netzzuschlags als auch die zeitliche Befristung wenig sinnvoll. Sie führen zu unnötigen Planungs- und Investitionsunsicherheiten. Dass sich die Höhe des Netzzuschlags nach der Zielerreichung ausrichten soll, gilt umso mehr, als die geplante vollständige Markttöffnung die Ausgestaltung bisheriger und für gewisse erneuerbare Energien wie PV zentrale Finanzierungsinstrumente wie den Rückliefertarif infrage stellt.
- **Art. 36; Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste:** Ein Grossteil der bestehenden Wasserkraftanlagen verursacht grosse Schäden an den Gewässern. Sie erfüllen die gesetzlich geforderten Mindestanforderungen nicht und die Qualitätskriterien der Gewässerschutzverordnung für Oberflächengewässer werden nicht eingehalten. Nur nachdem diese Anlagen die geforderten Sanierungsmassnahmen umsetzen, können sie zu einer umweltverträglichen Stromproduktion im Sinne von Art. 1 dieses Gesetzes beitragen. Aber die momentan dafür verfügbaren Mittel reichen nicht aus, um diese gesetzlich geforderten Minimalstandards zu erreichen. Eine Aufstockung der Mittel ist also zwingend.
→ Art. 36 Abs. 1 Bst. a Ziff. 1
Für wettbewerbliche Ausschreibungen und andere Effizienz-Förderprogramme ist ein Höchstanteil von 0.2 Rappen/kWh vorzusehen (und nicht nur 0.1 Rp./kWh)
→ Art. 36 Abs. 1 Bst. a Ziff. 2
Die Beiträge für Geothermie-Investitionsbeiträge und -Garantien sind gegebenenfalls zu streichen (siehe oben zu Art. 27b).
→ Art. 36 Abs. 1 Bst. a Ziff. 3
Die Mittel für die ökologische Sanierung der Wasserkraft (Art. 34 ENG) sind auf 0.3 Rappen/kWh zu erhöhen.
- **Art. 37, Abs. 4; Netzzuschlagsfonds:** Das Verschuldungsverbot vom Netzzuschlagsfonds sollte aufgehoben werden (gemäss Motion Damian Müller 19.3742). Denn eine vorübergehende Verschuldung bedeutet keine Belastung des ordentlichen Bundesbudgets. Zudem könnte damit der allenfalls vorübergehende finanzielle Engpass überwunden werden, und es könnte zumindest ein Teil der Mittel schneller gemäss deren eigentlichem Zweck eingesetzt werden.
→ Art. 37 Abs. 4
⁴ *~~Der Netzzuschlagsfonds darf sich nicht verschulden.~~ Die Mittel des Netzzuschlagsfonds sind zu verzinsen.*
- **Art. 38; Auslaufen der Unterstützungen:** Die zeitliche Begrenzung der Finanzierungsinstrumente in Art. 38 sollten unseres Erachtens an die Erreichung der Ziele gemäss Art. 2 und 3 gebunden werden. Sie muss daher in dieser Form gestrichen werden.

8. Kapitel: Sparsame und effiziente Energienutzung

- **Art. 44; Serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge und Geräte:** Wir begrüssen die vorgenommenen Änderungen in Art. 44 für die Vorschriften zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten. Gemäss Abs. 1 Bst. a werden für die Angaben allerdings nur die energieverbrauchsrelevanten Eigenschaften über den gesamten Lebenszyklus betrachtet, nicht aber die davor im Absatz genannten Emissionen. Weil davon auszugehen ist, dass mit «Emissionen» nicht nur energieverbrauchsrelevante Emissionen gemeint sind (z.B. auch Luftschadstoffe), sollten auch diese über den ganzen Lebenszyklus betrachtet werden können.
→ Art. 44
Es soll sichergestellt werden, nicht nur energieverbrauchsrelevante Eigenschaften, sondern auch andere Umweltschäden wie Emissionen über den ganzen Lebenszyklus betrachtet werden können.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Mit freundlichen Grüssen
SP Schweiz



Christian Levrat
Präsident SP Schweiz



Claudia Alpiger
Politische Fachsekretärin SP Schweiz

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Elektronisch an:
EnG@bfe.admin.ch

Bern, 9. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Antwort der Schweizerischen Volkspartei (SVP)

Sehr geehrte Damen und Herren

Ziel der Vorlage sei es mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen, indem zusammengefasst das bestehende «Förderungsinstrumentarium» länger angewendet und punktuell weiterentwickelt wird. Vergessen gegangen ist offenbar das eindeutige Versprechen in den Unterlagen zur Volksabstimmung über die Energiestrategie im Mai 2017, dass das Energiegesetz nicht zu einer ewigen Subventionswirtschaft führen soll und deshalb die Massnahmen zu befristen seien. Es sollte sichergestellt werden, dass die Subventionen auslaufen werden und die Kosten somit begrenzt sind. Die vorliegende Revision will nun aber offensichtlich das Prinzip der Dauersubventionierung verankern. Damit wurde das Volk mit der Energiestrategie 2050 getäuscht. Die Vorlage zeigt klar, dass die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere im Winterhalbjahr, kaum ohne Weiterführung von Investitionsbeihilfen möglich sein wird.

Die SVP lehnt die Vorlage ab, denn es kann nicht angehen, dass entgegen der mit der Energiestrategie 2050 beschlossenen Sunset Klausel nun mit Dauersubventionen weiterhin neue erneuerbare Investitionen (Wind, Sonne, Biogas) gefördert werden, ohne dass diese einen Beitrag an die Versorgungssicherheit, insbesondere im Winterhalbjahr, liefern. Wenn aufgrund der Marktlage die Versorgungssicherheit nicht ohne staatliche Mittel gewährleistet werden kann, sind diese konsequent auf das Versorgungsziel auszurichten. Dazu reichen insbesondere die für die Grosswasserkraft vorgesehenen Instrumente nicht aus, dass diese die notwendigen Erhaltungs- und Ausbaumassnahmen und Investitionen in zusätzliche Speicherkapazitäten trifft. Aus Sicht der SVP braucht es eine neue, tragfähige Marktordnung, bei der die neuen Erneuerbaren von sich aus rentabel sind, statt Weiterführung der Subventionierungsstrategie.

Aus Sicht der SVP ist die Versorgungssicherheit der Bevölkerung und der Wirtschaft vorrangig. In diesem Lichte sind effiziente Märkte für die langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie wirtschaftliche Speicherreserven zentral. Der Vorlage mangelt es offensichtlich an Anreizen für Investitionen in bestehende und neue Produktionsanlagen mit dem Augenmerk auf die Winterhalbjahrproduktion. Ohnehin taugt das beabsichtigte, dauerhafte Subventionierungssystem für die neuen Erneuerbaren zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten nicht.

Die Notwendigkeit, günstige Rahmenbedingungen für Investitionen zu schaffen, ist auch im Lichte der absehbaren, vollständigen Marktöffnung zu sehen. Sie sind so auszugestalten, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit gestärkt wird und die Versorgungssicherheit langfristig gewährleistet bleibt. Die gegenwärtigen und – vorliegend – absehbaren Rahmenbedingungen setzen dagegen nicht ausreichend Anreize für den Bau zusätzlicher Produktionskapazitäten im Inland. Das ist verheerend, fliessen so doch gewichtige Investitionen in jene Länder, wo die Politik bereits ein förderliches Investitionsklima geschaffen hat.

In diesem Lichte muss scharf kritisiert werden, dass durch den Paradigmenwechsel in der Energiepolitik zwar ständig von „Markt“ gesprochen wird, wir de facto aber eine volle Staatskontrolle haben. Der Staat befiehlt, in welche Technologien investiert werden soll, bestimmt die dafür nötigen Instrumente und Kosten der Umverteilung und entscheidet über Vergütungen für die entsprechenden Projekte. Trotz den Eingriffen werden nicht nur die politisch verordneten Ziele verfehlt, sondern übergeordnete Güter wie die Versorgungssicherheit langfristig geopfert. Dieser marktfremde Zustand soll nun mit der Vernehmlassungsvorlage in angepasster Art und Weise zementiert werden.

Weiter beweist das der Vorlage zugrundeliegende Eingeständnis, die gesetzten Ziele nur mit zusätzlichen Mitteln in noch unbekannter Höhe erreichen zu können, die zentrale Bedeutung des bestehenden Kraftwerksparks für die sichere Versorgung der Schweiz. Aus Sicht der SVP kann es deshalb nicht sein, dass die Bestandenserneuerung von erneuerbaren Anlagen gegenüber den Neuinvestitionen diskriminiert wird. Beispielsweise sind Erneuerungsinvestitionen bei Wasserkraftwerken regelmässig nicht nur wirtschaftlicher, sondern darüber hinaus gegenüber einer Neuinvestition auch realistischer.

Schliesslich lehnt die SVP die Anpassung der Energieetikette ab. Die Ausdehnung der Bestimmungen betreffend die Kundeninformationen über die Emissionen von serienmässig hergestellten Fahrzeugen sowie für deren serienmässig hergestellte Bestandteile erzeugen nur noch mehr unnötige Bürokratie. Ein eigens für die Schweiz entwickeltes System schafft nur Mehrkosten zulasten der Konsumenten und schafft keinerlei Mehrwert für die Energieeffizienz.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und grüssen Sie freundlich.

SCHWEIZERISCHE VOLKSPARTEI

Der Parteipräsident

Der Generalsekretär



Albert Rösti
Nationalrat



Emanuel Waeber

Geht per Mail an: EnG@bfe.admin.ch

10. Juli 2020

Vernehmlassung: Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Bürgerlich-Demokratische Partei (BDP) bedankt sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme in obgenannter Vernehmlassung.

Allgemeines

Nachdem die Schweizer Bevölkerung 2017 mit Annahme der Energiestrategie 2050 einen Ausbau der erneuerbaren Energien beschlossen hat, soll das Schweizer Energiesystem nachhaltiger und klimafreundlicher werden. Gleichzeitig muss der verfassungsmässige Auftrag der Versorgungssicherheit gewährleistet bleiben. Zudem soll die Schweiz bis 2050 klimaneutral werden.

Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen, müssen die Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in der Schweiz verbessert werden. Die Versorgungssicherheit muss auf dem aktuell hohen Niveau beibehalten werden können. Dazu braucht es eine verstärkte Förderung erneuerbarer Energien in der Schweiz, nicht im Ausland.

Die BDP erachtet es als unabdingbar, dass die Investitionstätigkeit in erneuerbare Stromerzeugungsanlagen in der Schweiz gefördert wird. Deshalb unterstützt die BDP grundsätzlich die Stossrichtung der vorliegenden Revision: Die Schaffung von Planungssicherheit durch die Verlängerung von Fördermassnahmen einerseits sowie deren wettbewerblicher Ausgestaltung andererseits. Anders als vom Bundesrat vorgeschlagen, befürworten wir unterschiedliche Finanzierungsmodelle für Klein- und Grossanlagen: Für Kleinerzeugungsanlagen sind einmalige Investitionsbeiträge geeignet, für Grossanlagen hingegen muss das System der ausschreibungsbasierten gleitenden Marktprämie implementiert werden. Investitionen in Grossanlagen in der Schweiz scheitern heute hauptsächlich daran, dass die zu erwartenden Markterlöse mit hohen Unsicherheiten verbunden sind. Sie unterliegen also einem grossen Marktpreisrisiko. Dieses Marktpreisrisiko soll mit dem Modell der gleitenden Marktprämie auf Investoren und Endverbraucher aufgeteilt werden.

Ausbauziel 2050

Die Aufnahme eines Ausbauziels für 2050 ins Gesetz ist begrüssenswert. Damit werden die bisher bestehenden Richtwerte verbindlich. Eine regelmässige Kontrolltätigkeit kann damit etabliert werden. Ebenfalls wird damit für die Strombranche die nötige Planungssicherheit geschaffen. Die Verlängerung der Investitionsbeiträge bis 2035 dürfte dem Ausbauziel zudem zuträglich sein.

Investitionsbeiträge für Kleinanlagen

Die BDP begrüsst, dass die Investitionsbeiträge bei erneuerbaren Kleinerzeugungsanlagen weiterentwickelt und weitergeführt werden sollen. Kleinanlagen sollen verstärkt gefördert und ausgebaut werden. Kleinproduzenten sollen Anrecht auf eine gesicherte Abnahme und Vergütung ihrer Rücklieferungen haben. Die Pflichtvergütung soll schweizweit einheitlich zum Marktpreis erfolgen. Die Schaffung einer zentralen Abnahme- und Rückvergütungsstelle muss geprüft werden.

Wettbewerbliche Ausschreibung gleitender Marktpremien für Grossanlagen

Die Stromproduktion in der Schweiz mit erneuerbaren Energien – insbesondere im Winterhalbjahr – erfolgt in erster Linie durch Wasserkraftwerke, deren Ausbau allerdings technisch beschränkt ist. Aus verschiedenen Gründen fallen die Windkraft, die Geothermie und die Biomasse als Stromgrosslieferanten weg. Bei der Photovoltaik besteht hingegen ein hohes Potenzial. Hier ist ein vergleichsweise schneller Zubau möglich, insbesondere da die Photovoltaik in der Bevölkerung eine hohe Akzeptanz geniesst. Eine Beschleunigung des Photovoltaik-Zubaus ist deshalb unabdingbar. Allerdings ist im Gegensatz zu Klein- bei Grossanlagen nicht das fehlende Kapital ursächlich für die mangelnde Investitionstätigkeit, sondern das Risiko der künftigen Erträge. Diesem Risiko kann mit einer gleitenden Marktpremie besser begegnet werden als mit einmaligen Investitionsbeiträgen. Als zusätzliches Kriterium nebst der Anlagengrösse soll der Eigenverbrauch hinzugezogen werden. Gerade der Ausbau von Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch wird bisher kaum realisiert und muss gefördert werden. Schliesslich kann durch eine gleitende Marktpremie für grosse Photovoltaikanlagen eine Stärkung der Versorgungssicherheit erreicht werden, indem die Stromproduktion durch Photovoltaikanlagen im Winterhalbjahr speziell gefördert werden kann.

Nach dem Ausstieg aus der Kernkraft wird die Wasserkraft zum unverzichtbaren Hauptbestandteil der schweizerischen erneuerbaren Stromproduktion. Die Investitionstätigkeit bei Grosswasserkraftwerken gestaltet sich allerdings unterschiedlich zu anderen (erneuerbaren) Energien: Die mit dieser Vorlage vorgesehene Stärkung der Planungssicherheit durch verbindliche Ausbauziele sowie einer längeren Förderung schafft alleine keine Investitionsanreize für die Energieversorgungsunternehmen. Diese tätigen Investitionen in die Grosswasserkraft mit einem Horizont von 60-80 Jahren und nach ausschliesslich ökonomischen Massstäben. Die möglichen Erträge werden durch diverse Faktoren bestimmt und können nicht beeinflusst werden. Aus diesen Gründen wurde das Risiko für grosse Investitionen bisher als zu hoch angesehen.

Hinzu kommt, dass der Neu- und Ausbau der Wasserkraft einerseits nur noch beschränkt möglich ist, andererseits werden bei den anstehenden Konzessionserneuerungen der bestehenden Wasserkraftwerke in den nächsten 30 Jahren Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden müssen. Und gerade die schon bestehenden Grosswasserkraftwerke sind für die Versorgungssicherheit der Schweiz von entscheidender Bedeutung. Aus diesen Gründen erachtet die BDP das Mittel des Investitionsbeitrags für die Grosswasserkraft als ungeeignet. Das Modell der gleitenden Marktprämie würde hingegen die nötigen Investitionsanreize schaffen – nicht nur für neue, sondern auch für bestehende Grossanlagen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Modell der wettbewerblichen Ausschreibung gleitender Marktprämien technologieneutral allen Grossanlagen erneuerbarer Energien offenstehen und die Referenzmarktpreise ergänzen soll. Die Etablierung eines solchen Modells schafft insbesondere Anreize für die Stromerzeugung im Winterhalbjahr, was sich wiederum positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken würde. Ein System mit ausschreibungsbasierten gleitenden Marktprämien wird unter anderem in Frankreich und Deutschland erfolgreich angewandt.

Zudem würde sich der administrative Aufwand für den Bund auf die Organisation der Auktionen, die Überwachung der Projektfortschritte während der Bauphase und die nachträgliche Abrechnung der gleitenden Marktprämien anhand der gemessenen Produktionsmengen beschränken. In einem wie vom Bundesrat vorgeschlagenen System mit Investitionsbeiträgen ergäbe sich beträchtlicher Aufwand für die Gesuchsprüfungen und die Kontrollen zur Einhaltung allfälliger Auflagen während des Betriebs (z.B. zum Eigenverbrauchsanteil).

Aus diesen Gründen befürwortet die BDP das Modell der ausschreibungsbasierten gleitenden Marktprämien für Grossanlagen.

Wir danken für die Kenntnisnahme.

Mit freundlichen Grüssen



Martin Landolt
Parteipräsident BDP Schweiz



Astrid Bärtschi
Generalsekretärin BDP Schweiz

Per Mail: EnG@bfe.admin.ch

Bern, 9.7.2020

Vernehmlassung: Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns eingeladen, zur obengenannten Vernehmlassung Stellung zu nehmen. Für diese Gelegenheit zur Meinungsäusserung danken wir Ihnen bestens.

Allgemeine Bemerkungen

Die Schweizer Bevölkerung hat 2017 mit der Annahme der Energiestrategie 2050 beschlossen, die erneuerbaren Energien auszubauen – das Schweizer Energiesystem soll klimafreundlicher und nachhaltiger werden, gleichzeitig muss aber auch die Versorgungssicherheit gewährleistet bleiben. Die Schweiz soll zudem bis 2050 klimaneutral werden.

Damit allerdings diese ambitionierten Ziele erreicht werden können, müssen die Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten verbessert werden – und das in erster Linie in der Schweiz.

Gerade die aktuelle Coronakrise zeigt zweierlei mit aller Deutlichkeit: Die Versorgungssicherheit muss auf dem aktuell hohen Niveau gewährleistet bleiben. Und es braucht dazu eine verstärkte Förderung erneuerbarer Energien nicht im Ausland, sondern in der Schweiz.

Aus diesen Gründen erachtet es die CVP als unabdingbar, dass die Investitionstätigkeit in erneuerbare Stromerzeugungsanlagen in der Schweiz gefördert wird. Die CVP unterstützt deshalb grundsätzlich die Stossrichtung der vorliegenden Revision: Die Schaffung von Planungssicherheit, indem die Fördermassnahmen einerseits verlängert, andererseits wettbewerbler ausgestaltet werden. Anders als vom Bundesrat vorgeschlagen, befürwortet die CVP allerdings unterschiedliche Finanzierungsmodelle für Klein- sowie Grossanlagen: Einmalige Investitionsbeiträge eignen sich gut für Kleinerzeugungsanlagen, für Grossanlagen muss allerdings das Modell der wettbewerblichen Ausschreibung gleitender Marktprämien implementiert werden.

Ausbauziel 2050

Die CVP begrüsst, dass die bisher bestehenden Richtwerte verbindlich werden, indem ein Ausbauziel formuliert wird. Damit wird einerseits eine regelmässige Kontrolltätigkeit etabliert, andererseits kann dadurch die für die Strombranche nötige Planungssicherheit geschaffen werden. Dem zuträglich sein dürfte zudem die Verlängerung der Investitionsbeiträge.

Kleinanlagen

Die CVP begrüsst, dass bei erneuerbaren Kleinerzeugungsanlagen die Investitionsbeiträge weiterentwickelt und weitergeführt werden sollen. Kleinanlagen müssen verstärkt gefördert und ausgebaut werden. Es muss allerdings geprüft werden, ob für Kleinanlagen eine zentrale Abnahme- und Rückvergütungsstelle mit einem einheitlichen minimalen Rückliefertarif geschaffen werden soll.

Grossanlagen

Bei den erneuerbaren Grosserzeugungsanlagen plädiert die CVP für ein anderes Finanzierungsmodell als bei den Kleinanlagen: Die **wettbewerbliche Ausschreibung gleitender Marktpremien für alle Produktionsformen**. Ein Blick auf die momentane Situation verdeutlicht die Relevanz eines solchen Modells:

Die Stromproduktion in der Schweiz mit erneuerbaren Energien – insbesondere im Winterhalbjahr – erfolgt in erster Linie durch **Wasserkraftwerke**. Die Wasserkraft deckt heute im Durchschnitt rund 58% der schweizerischen Elektrizitätsproduktion ab. Auch gemessen an den Kriterien des Bundesrates (Umweltverträglichkeit, Effizienz und langfristige Versorgungssicherheit) schneidet die Wasserkraft in allen Belangen am besten ab. Mit anderen Worten: Die heutige Produktion aus Wasserkraft ist systemrelevant. Damit dieser systemrelevante Anteil an erneuerbarer Stromproduktion auch künftig gesichert bleibt, sind in den kommenden Jahren dutzende von Konzessionserneuerungen nötig. Diese Sicherung ist keineswegs selbstverständlich. Wasserkraftanlagen, deren Konzessionen auslaufen und neu erteilt oder nach ausgeübtem Heimfall selber betrieben werden, gelten nämlich wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch als Neuanlagen. Bis im Jahre 2050 stehen im Rahmen von Konzessionserneuerungen insgesamt rund 25'000 GWh/a aus Wasserkraft zur Disposition. Diese Dimension ist ungleich wichtiger als sämtliche Zubauziele zusammengerechnet. Zudem ist die Sicherung der heutigen Produktion auch deshalb sehr anspruchsvoll, weil die durch die Einhaltung der Restwasservorschriften resultierenden Produktionseinbussen zu kompensieren sind. Wir erachten es deshalb als gravierende Schwachstelle der Revisionsvorlage, dass sie sich alleine auf die Zubauziele fokussiert und der Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion keinerlei Bedeutung beimisst. Dies gilt es unbedingt zu korrigieren.

Aus diesen Gründen erachtet die CVP das Mittel des Investitionsbeitrags für die Grosswasserkraft als ungeeignet. Das Modell der gleitenden Marktpremie als Absicherungsmechanismus zusätzlich zu den Investitionsbeiträgen würde hingegen die nötigen Investitionsanreize schaffen – nicht nur für neue, sondern auch für bestehende Grossanlagen.

Bei der **Photovoltaik** besteht ein hohes Potenzial. Hier ist ein vergleichsweise schneller Zubau möglich, notabene da die Photovoltaik in der Bevölkerung eine hohe Akzeptanz geniesst. Eine Beschleunigung des Photovoltaik-Zubaus ist deshalb unabdingbar. Allerdings ist im Gegensatz zu Klein- bei Grossanlagen nicht das fehlende Kapital ursächlich für die mangelnde Investitionstätigkeit, sondern das Risiko der künftigen Erträge. Diesem Risiko kann mit einer gleitenden Marktpremie besser begegnet werden als mit einmaligen Investitionsbeiträgen. Als zusätzliches Kriterium nebst der Anlagengrösse soll der Eigenverbrauch hinzugezogen werden. Gerade der Ausbau von Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch wird bisher kaum realisiert und muss gefördert werden. Schliesslich kann durch eine gleitende Marktpremie für grosse Photovoltaikanlagen eine Stärkung der Versorgungssicherheit erreicht werden, indem die Stromproduktion durch Photovoltaikanlagen im Winterhalbjahr speziell gefördert werden kann.

Um die Diversifizierung und die Dezentralität der Stromproduktion zu gewährleisten, sind funktionierende Finanzierungsmodelle für alle Produktionsarten von erneuerbarem Strom zwingend. Insbesondere für die **Biomasse**, welche sehr hohe Betriebskosten ausweist, ist ein

Investitionsbeitrag nicht zielführend. Die Gefahr von frühzeitiger Stilllegung der Produktion ist zu gross.

Der Gesetzesentwurf sieht vor, bei der **Windenergie** Projektierungsbeiträge lediglich für die Windmessung zu leisten. Warum sich der Beitrag auf die Windmessung beschränkt, ist nicht nachvollziehbar. Die Planungsphase für Windprojekte umfasst weitere kostspielige Abklärungen, die ebenfalls in vorgesehenem Masse vom Projektierungsbeitrag profitieren sollten. Die gewährten Projektierungsbeiträge sollten bei einer allfälligen späteren Zusicherung eines Investitionsbeitrages von diesem in Abzug gebracht werden.

Koordination mit der Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Die CVP erachtet es ferner als sinnvoll, wenn die beiden Gesetzgebungsprojekte «Revision Energiegesetz (EnG)» und «Änderung Stromversorgungsgesetz» gleichzeitig zuhanden des Parlaments verabschiedet werden. Dies einerseits, weil die Sicherstellung der Versorgungssicherheit (Energiereserve bzw. Speicherreserve) im StromVG geregelt wird, aber in engem Kontext zum EnG steht, und die Investitionsbeiträge bzw. die gleitenden Marktprämien (welche Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben) in letzterem geregelt werden. Andererseits sollte netzdienliches Verhalten mit dem StromVG gefördert werden – mit Auswirkungen auf die mit dem EnG anzustrebenden Produktionskapazitäten.

Schlussbemerkung

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Modell der wettbewerblichen Ausschreibung gleitender Marktprämien technologieneutral allen Grossanlagen erneuerbarer Energien offenstehen und die Referenzmarktpreise ergänzen soll. Die Etablierung eines solchen Modells schafft Anreize für die Stromerzeugung im Winterhalbjahr, was sich wiederum positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken würde.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und verbleiben mit freundlichen Grüßen.

CHRISTLICHDEMOKRATISCHE VOLKSPARTEI DER SCHWEIZ

Sig. Gerhard Pfister
Präsident der CVP Schweiz

Sig. Gianna Luzio
Generalsekretärin CVP Schweiz

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
Frau Fabiola Di Paolo
3003 Bern

Thun, 12. Juli 2020

EnG@bfe.admin.ch

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Stellungnahme der EDU Schweiz

Sehr geehrte Frau Fabiola Di Paolo
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken für die Gelegenheit zur Stellungnahme und deren Berücksichtigung.

Grundsatz

Im Bewusstsein dessen, dass wir die Welt nicht retten können, dass es jedoch unsere Aufgabe als Gemeinschaft ist, das Mögliche in unserem Einflussbereich zum Schutz der Schöpfung zu leisten, unterstützen wir dem Grundsatz nach das Ziel der vorgeschlagenen Gesetzesrevision, die erneuerbaren Energieträger besser zu fördern. Insbesondere die Absichten, deren Ausbau im Inland zu steigern und Rechtssicherheit für Investoren zu schaffen, stimmen mit unseren Positionen überein. Wir sehen jedoch im vorliegenden Entwurf einige Schwächen in Bezug auf diese Absichten und nehmen dazu wie folgt Stellung:

Finanzierung der Vorlage

Wir begrüssen die Stossrichtung, dass die Kosten der vorgeschlagenen Änderungen ohne Erhöhung des Netzzuschlages gedeckt werden sollen. Dieses Prinzip ist sehr hilfreich, um die Vorlage zur Mehrheitsfähigkeit zu verhelfen. Wir sehen jedoch grosses Potenzial, die Verwendung der Mittel besser im Interesse der Gemeinschaft und der Umwelt einzusetzen.

Zielsetzungen im Licht der Ausrichtung auf ES2050

Die Umwandlung der bisherigen Ausbau-Richtwerte in konkrete Ziele tönt gut, doch sind die Ziele zu tief angesetzt, wenn sie auf die vom Volk angenommene Energiestrategie (ES2050) ausgerichtet sein soll.

Zielsetzungen im Licht des Bundesratsbeschlusses „netto 0/2050“

Wenn die erwähnten Ziele zu locker sind, um die ES2050 zu unterstützen, dann machen sie erst recht keine Anstalten, dem Beschluss des Bundesrates für eine CO₂-neutrale Energiewirtschaft per 2050 in der Schweiz

VERNEHMLASSUNGSANTWORT

Nachdruck zu verleihen. Diese Ziele unterstützen eine forcierte Dekarbonisierung¹ der Gebäude und des Verkehrs nicht, da es damit nicht genügend elektrische Energie gäbe, um die nötige Elektrifizierung zu schaffen.

Ziele, die den gezeigten Mangel lindern würden

Um eine forcierte Dekarbonisierung durchführen zu können, kämen wir in der Schweiz nicht um eine beschleunigte Elektrifizierung mindestens der Gebäude (Wärme) herum. Auch der motorisierte Verkehr wird in dieser Zeit aufgrund der technischen Entwicklung zunehmend elektrifiziert. Ziele, die es also ermöglichen sollen, wenigstens einen Teil dieser notwendigen Dekarbonisierung zu erreichen, müssen dahin gehen, den Ausbau erneuerbarer Erzeugung von elektrischer Energie wesentlich schneller voranzutreiben. Die einzige logische Alternative wäre vermehrter Import, was ausdrücklich nicht Ziel dieser Vorlage ist.

Dabei sollte uns bewusst sein, dass der Import von elektrischer Energie typischerweise den Mix im Schweizer Netz im Sinne der Ökologie verschlechtert. Folgend ein Beispiel realistischer Ziele für neue Erneuerbare Energien (zur Hauptsache PV, also ohne Wasserkraft):

2035 18'500 GWh/a

2050 33'500 GWh/a,

Mit „realistisch“ ist hier gemeint, dass sie bei maximierter Effizienz trotzdem noch ohne Erhöhung des Netzzuschlages erreicht werden könnte.

Vorschläge für Massnahmen mit der EnG-Revision 2023

Um solche erhöhte Ausbauziele realistisch verfolgen zu können, überlege man sich, wie beim Einsatz derselben beschränkten Mittel mehr Wirkung erzielt werden kann.

Zeitgemässe Erhebung des Netzzuschlages: Art. 39 – 43

0,2 Rp/KWh und damit knapp 9 % des Netzzuschlages, werden den Grossbezügern elektrischer Energie zurückerstattet. Diese Rückerstattung gibt es seit 2016 und sie ist an die Durchführung von Effizienzmassnahmen geknüpft. Bedenkt man, dass die betroffenen Betriebe bis 2023 neun Jahre Zeit gehabt haben werden, um solche Massnahmen voranzutreiben und also jährliche Einsparungen zu erzielen, die wesentlich grösser sind als die Kosten für den Netzzuschlag, kommen wir zum Schluss, dass diese Rückerstattung ab 2023 nicht mehr zeitgemäss sein wird. Es wird nicht mehr damit gerechnet, dass die Erhebung dieses Zuschlages für die betroffenen Betriebe eine Gefährdung der Wettbewerbsfähigkeit darstellt. Die Art. 39 – 43 des EnG sollten deshalb ersatzlos gestrichen werden.

Zusätzliche Reduktion der Bürokratie

Eine weitere Möglichkeit, den Mitteleinsatz effizienter zu gestalten ist die Reduktion von Bürokratie. Dies gelingt einerseits durch o.e. Streichung von Art. 39-43, sowie durch eine Erhöhung der Leistungs-Obergrenze bei PV-Projekten, für die eine Auszahlung der Einmalvergütung aufgrund einer Anmeldung bei der Pronovo nach Fertigstellung der Anlage erfolgt (KLEIV, heute bei 100KWp, könnte z.B. auf 150KWp erhöht werden). Dadurch entfallen für eine ganze Reihe möglicher Projekte die bürokratischen Hürden und der Aufwand für die vorgesehenen Auktionen sinkt, weil viel weniger solche Prozesse durchgeführt werden müssen. Damit könnte die Gesetzesänderung eine Welle erwünschter privater Investitionen auslösen.

Auflösung von Interessenkonflikten

Der Bericht erwähnt es bereits, somit ist das Problem bekannt: Der Interessenkonflikt durch die Unterstellung der Pronovo unter die Führung von Swissgrid bremst die Effizienz dieses Teams erheblich. Eine Mög-

¹ Dekarbonisierung bezeichnet die Umstellung der Wirtschaftsweise, speziell der Energiewirtschaft, in Richtung eines niedrigeren Umsatzes von Kohlenstoff. Das theoretische Ziel ist auf Dauer die Schaffung einer kohlenstofffreien Wirtschaft (Quelle: de.wikipedia.org).

VERNEHMLASSUNGSANTWORT

lichkeit wäre beispielsweise, wenn aufgrund der obigen Vorschläge Stellen-Prozente in der Verwaltung frei werden, die Pronovo dem UVEK zu unterstellen, ohne das UVEK auszudehnen.

Durch diese direktere Kontrolle über die Pronovo hätte das UVEK die Möglichkeit dafür zu sorgen, dass Einmalvergütungen bei kleinen Anlagen (KLEIV) innert drei Monaten nach Anmeldung ausbezahlt werden. Diese Massnahme hätte auch einen starken Hebel ohne Mehrausgaben, indem die Projektfinanzierung für die privaten Investoren erleichtert würde.

PV-Förderung verbessern, Ausbau beschleunigen

Die Photovoltaik hat unter allen neuen erneuerbaren Energiequellen das grösste Potenzial. Dazu ist sie aktuell die Technologie, bei welcher die Hebelwirkung der Förderungsmaßnahmen am besten wirkt. Das ist daran ersichtlich, dass die Obergrenze für Einmalvergütungen (30 %) bei dieser Technologie tiefer ist. Also liegt es im allgemeinen Interesse diese Technologie schneller auszubauen. Es gibt Möglichkeiten, deren Ausbau durch eine Verbesserung der Förderung massiv zu beschleunigen. Als Beispiel werden Dach-integrierte Anlagen wenig gebaut, weil sie entgegen den Beteuerungen der Werbung trotz der Synergie mit der Eindeckung wesentlich teurer sind als Auf-Dach gebaute Anlagen. Auch in Ost-/West-Ausrichtung vertikal aufgeständerte Anlagen auf Flachdach haben es schwer, wie auch die Carport-ähnlich aufgebauten Anlagen oberhalb von überirdischen Parkplätzen.

Solche und ähnliche Anlagen könnten dank der Mittel aus Art. 39 – 43 besser gefördert werden. Ost-/West-vertikal aufgeständerte Anlagen liegen besonders im Interesse der Stromversorgung, weil sie anders als typische nach Süden exponierte PV-Anlagen ihr Liefermaximum vormittags und nachmittags haben, und nicht über Mittag. Somit helfen sie, das Lieferprofil besser an das Bedarfsprofil anzupassen.

Um die Stabilität der Elektrizitätsversorgung nicht zu gefährden, ist es zudem wichtig, gezielt Technologien zu fördern, welche eine effiziente Speicherung von elektrischer Energie in grösserem Ausmass ermöglichen.

Technische Hemmnisse beheben

Der Bericht beklagt die bescheidene Nutzung des Potenzials auf grossen Dachflächen, insbesondere bei landwirtschaftlichen Bauten. Es gibt jedoch oft auch technische Gründe, wieso diese potenziellen Anlagen nicht, oder kleiner als erwartet gebaut werden: Entgegen der Verpflichtung der Netzbetreiber, die Energie solcher dezentraler Anlagen abzunehmen, halten diese den möglichen Prosumern immer häufiger die technischen Grenzen der Einspeisung entgegen, die sich durch die Spannungsnormen in Kombination mit den Orts-Netz-Transformatoren (ONT) mit festem Umspannverhältnis ergeben. Der Gesetzesentwurf versäumt es, diese Probleme auszuräumen, beispielsweise mit der Verpflichtung der Netzbetreiber, solche Einrichtungen auszubauen oder auszutauschen, also Regelbare Orts-Netz-Transformatoren (RONT) einzusetzen. Natürlich können auch andere Ausbaumassnahmen erfolgen, aber oft sind RONT die günstigste Variante. Diese Verpflichtung könnte womöglich ebenfalls teilweise mit Geld aus den Artikeln 39 – 43 finanziert werden.

Sanfte Regulierung der Einspeisetarife

Eine der besten Absichten der Gesetzesrevision, nämlich die Schaffung von Rechtssicherheit, wurde im Entwurf ebenfalls teilweise verpasst. Dazu fehlt insbesondere eine gewisse Absicherung der Einspeisetarife bei PV-Anlagen mit Einmalvergütung. Falls es nicht opportun ist, einen festen Minimaltarif im Gesetz zu verankern, könnte dieses Problem ohne Mehrkosten zu verursachen behoben werden, indem man die Netzbetreiber z.B. verpflichtet die Energie von kleinen Anlagen zu minimal 75% des Hochtarifes von Kleinbezüglern im relevanten Einzugsgebiet des Netzbetreibers zu vergüten. Damit wäre sichergestellt, dass die so erworbene Energie zu einer Brutto-Marge von 25% weiterverkauft werden kann, was also keine Entschädigung der Netzbetreiber erfordert. Das Ziel ist dabei, weitere private Investitionen in PV zu fördern, ohne mehr öffentliche Gelder zu verwenden, indem das wirtschaftliche Risiko für die privaten Investoren begrenzt wird.

VERNEHMLASSUNGSANTWORT

Richtwerte zum Verbrauch von elektrischer Energie

Die Verbrauchsrichtwerte in Art. 3 wurden unverändert belassen, was einen Widerspruch zum Ziel des Gesetzes darstellt. Der Richtwert für die Reduktion des Verbrauchs von elektrischer Energie für das Jahr 2035 (-13%) steht im Konflikt mit dem Ziel, die Dekarbonisierung des Energieverbrauchs voranzutreiben. Denn dazu benötigen wir mehr elektrische Energie. Diesen Mangel könnte man leicht beheben, indem dieser Richtwert angepasst wird oder eine Ausnahmebestimmung eingeführt würde, wonach der Mehrverbrauch infolge Dekarbonisierung separat betrachtet wird.

Beschleunigung der Dekarbonisierung

Wir betrachten hier die Revision des Energiegesetzes. Es fällt dabei auf, dass sich sowohl das geltende als auch das revidierte Gesetz hauptsächlich mit der elektrischen Energie befassen. Wir verstehen, dass dies vor allem mit der nötigen Elektrifizierung zwecks Dekarbonisierung begründet ist. Aber es bleibt nach der Revisionsvorlage wie bisher den Kantonen und Gemeinden überlassen, andere erneuerbare Energien wie z.B. Solarthermie zu fördern oder nicht. Deshalb gibt es heute sehr grosse Unterschiede in der Förderung von Solarthermie. Von Kantonen, die überhaupt keine Förderung vorgesehen haben, bis zu komplizierten Fördermöglichkeiten mit teilweise abschreckenden Auflagen, gibt es eine grosse Bandbreite. Auf Basis dieser Rahmenbedingungen überrascht es nicht, dass gemäss der Energiestatistik der Schweiz der Ausbau dieser Technologie seit Jahren beinahe stillsteht. Die EDU Schweiz sieht in diesem Bereich weiteren Handlungsbedarf.

Beispiele von Möglichkeiten wäre die Förderung von Solarthermie zur Heizungsunterstützung, zur Regeneration von Erdsonden oder zur Warmwasseraufbereitung. Auch der Einsatz zwecks Einspeisung in bestehende Fernwärmenetze könnte sich als interessant erweisen. Einer besonderen Betrachtung würdig wären allenfalls auch Kombinationen mit PV, also Hybrid-Anlagen mit PV und Solarthermie. Da der thermische Teil solcher Anlagen typischerweise einen höheren Wirkungsgrad aufweist als PV, ist das Potenzial zur Gewinnung thermischer Energie entsprechend hoch, ohne dass dabei das PV-Potenzial kannibalisiert würde. Allfällig notwendige Mittel könnten über bereits bestehende Abgaben auf Heizöl gedeckt werden. Solche Massnahmen würden somit auch nicht den Fonds des Netzzuschlags belasten. Bleibt es bei den bisherigen Massnahmen innerhalb der Kantone, wird das Dekarbonisierungsziel bis 2050 voraussichtlich verfehlt.

Wir danken bestens für Ihre Kenntnisnahme.

Mit freundlichen Grüssen

EDU Schweiz

gez. Daniel Frischknecht,
Präsident

gez. Thomas Lamprecht,
Vizepräsident

Für weitere Auskünfte:

Daniel Frischknecht, Präsident EDU Schweiz, 071 463 23 90

Thomas Lamprecht, Vizepräsident EDU Schweiz, 079 286 85 45

EDU Schweiz

Zentralsekretariat / Secrétariat central, Postfach 43, 3602 Thun
033 222 36 37 | www.edu-schweiz.ch, info@edu-schweiz.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern
EnG@bfe.admin.ch

Bern, 29. Juni 2020

Vernehmlassung Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurde die Konferenz für Wald, Wildtiere und Landschaft KWL eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen wie folgt Stellung:

I. Grundsätzliches

Die Konferenz für Wald, Wildtiere und Landschaft ist eine Konferenz der Direktorinnen und Direktoren der Kantone, der auch das Fürstentum Liechtenstein angeschlossen ist. Diese interkantonale Konferenz befasst sich mit den Politikbereichen Wald und Wildtiere, Lebensräume und Landschaft, mit deren Schutz und deren Nutzung durch Waldwirtschaft, Jagd und Fischerei.

Die Vernehmlassungsvorlage tangiert einerseits die Holzenergie und andererseits mit der Förderung von Kleinstwasserkraftwerken den geschützten Lebensraum der Fische, Krebse und Fischnährtieren.

a. Förderung der Holzenergie

Die Plenarversammlung der KWL hat am 29. November 2019 einstimmig beschlossen, sich verstärkt für die ganzheitliche Nutzung der einheimischen Ressource Holz zugunsten der Klima-, Energie- und Biodiversitätspolitik zu engagieren. Dabei ist die *Förderung der Holzverwendung und Verbindung mit der CO₂-Thematik*, neben der Unterstützung der *Bioökonomiestrategie Schweizer Holz* sowie der *Förderung von Innovationen bei der Holzverarbeitung*, eine wichtige Stossrichtung der neuen Strategie für die Schweizerische Wald- und Holzwirtschaft.

Die Bundesverfassung verpflichtet den Bund, sich für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung einzusetzen. Bei der Umsetzung dieses Auftrages richtet sich der Bundesrat an den Zielen der Energiestrategie 2050 aus. Diese stellt die Versorgungssicherheit und die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ins Zentrum. Insbesondere sollen die energiebedingten CO₂-Emissionen stark gesenkt werden. Vor diesem Hintergrund ist ein starker und rechtzeitiger Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unumgänglich. Strom wird vermehrt dezentral erzeugt. Der rechtliche Rahmen muss daher neben dem Ausbau der Stromerzeugungskapazität auch zu deren Integration ins Gesamtsystem beitragen. Nur so kann der Übergang von einem zentralen zu einem stärker dezentral organisierten Stromsystem effizient und sicher gelingen (erläuternder Bericht, Seite 2).

b. Kleinwasserkraftwerke und Gewässerökosysteme

In Art. 26 der Vorlage werden Investitionsbeiträge für kleine und sehr kleine Wasserkraftanlagen vorgesehen und mit zahlreichen Ausnahmemöglichkeiten ergänzt, falls festgelegte Schwellenwerte für die Gewährung der Beiträge nicht erreicht werden. Andererseits hält der erläuternde Bericht zur Revision der Energieförderungsverordnung (EnFV) vom April 2020 fest, dass bei den meisten Laufwasserkraftanlagen die Erhöhung der Ausbauwassermenge (vgl. Art. 47 Abs. 1 Bst. a EnFV) weder zu einer erheblichen Mehrproduktion noch zu einer zusätzlichen Steuerbarkeit der Produktion führt.

Ausbauschnitte kleiner Wasserkraftwerke zu Lasten des geschützten Wasserlebensraumes sollten nur gefördert werden, wenn sie entsprechend effizient sind.

II. Motion von Siebenthal *Holzenergiepotenzial ausschöpfen* (19.3277) nicht erfüllt

Die am 21. März 2019 von Nationalrat Erich von Siebenthal eingereichte Motion (19.3277) *Holzenergiepotenzial ausschöpfen* beauftragt den Bundesrat, das Holzenergiepotenzial und damit die Energieressource Holz auszuschöpfen. Insbesondere dürfen Auflagen und Bedingungen die Weiterentwicklung nicht behindern und das Potenzial der Holzwärmeverbünde und der Holzstromproduktion ist voranzutreiben.

Die Motion wurde u.a. damit begründet, dass Holzenergie heute nach der Wasserkraft die zweitwichtigste einheimische Energieressource ist. Wenn das Holzenergiepotenzial besser ausgeschöpft wird, könnte die Holzenergie einen erhöhten Beitrag nicht nur zur Unabhängigkeit der Schweiz vom ausländischen Strommarkt leisten, sondern auch zur Senkung der CO₂-Emissionen. Ein weiterer Vorteil ist die Erzeugung von Bandenergie, was im Rahmen der geplanten AKW-Stilllegung wichtig ist. Der Energieholzverbrauch der Schweiz könnte problemlos verdoppelt werden, ohne die Wälder zu übernutzen. Der nachwachsende Rohstoff Holz sollte deshalb in der Energiestrategie stärker einbezogen werden. Regionale Holzenergiegewinnung generiert Arbeitsplätze und ist CO₂-neutral.

Der Bundesrat beantragte am 29. Mai 2019 die Annahme der Motion und führte dazu aus, dass aus der nachhaltigen Waldholznutzung sowie den restlichen Energieholzsortimenten ausserhalb des Waldes rund 2 Millionen Kubikmeter oder 5,4 Terawattstunden Primärenergie potenziell zur Verfügung gestellt werden könnten. Die vermehrte nachhaltige Nutzung von Energieholz sei deshalb erwünscht.

Die Motion wurde in der Folge vom Nationalrat am 21. Juni 2019 und vom Ständerat am 5. Dezember 2019 angenommen.

Gemäss dem erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage (Seite 9) beabsichtigt der Bundesrat, mit der Botschaft zur vorliegenden Revision die Abschreibung der Motion 19.3277 zu beantragen. Begründet wird dies damit, dass der Bundesrat mit der vorliegenden Gesetzesrevision eine erhebliche Erhöhung der Investitionsbeiträge für Holzkraftwerke vorsehe (bis max. 60 Prozent der anrechenbaren Kosten) und dass er für weitere Massnahmen zu Gunsten der energetischen Nutzung von Holz keinen Bedarf erkenne. Der Bundesrat betrachtet die Motion damit als erfüllt.

Die Motion ist aus folgenden Gründen nicht erfüllt und kann deshalb nicht abgeschrieben werden:

- 2018 wurden insgesamt 5.1 Mio. m³ Energieholz genutzt. Das theoretische Nutzungspotential - insbesondere wegen der nicht genutzten Zuwachsleistung des Waldes - beträgt 10 Mio. m³/Jahr. Das ökologisch und ökonomisch sinnvolle Potential liegt zwischen 7.5 und 8.0 Mio. m³/Jahr.
- Der Gesamtausstoss an Treibhausgasen der Schweiz beträgt rund 50 Millionen Tonnen pro Jahr. Alle heute in Betrieb stehenden Holzfeuerungen sparen rund 3 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr ein. Mit der Nutzung des noch verfügbaren Potenzials liessen sich die CO₂-Emissionen um zusätzlich über 1.5 Millionen Tonnen pro Jahr reduzieren. Dies ist die einfachste und sozialverträglichste Massnahme gegen den Klimawandel. Zudem schafft die vermehrte Holzenergienutzung Arbeitsplätze in den Regionen und leistet eine grosse regionale Wertschöpfung.

- Die Stossrichtung *Holzverwendung und Verbindung mit der CO₂-Thematik* ist wichtig für die Zielerreichung der neuen Strategie für die Schweizerische Wald- und Holzwirtschaft. Gemäss dem Beschluss der KWL soll die einheimischen Ressource Holz verstärkt und ganzheitlich zugunsten der Klima-, Energie- und Biodiversitätspolitik genutzt werden.
- Mit der Revision des Energiegesetzes wird vorwiegend die Stromproduktion berücksichtigt. Dabei werden auch heute noch über 40% des Endenergiesatzes für die Wärmeerzeugung verbraucht. Gemäss Schweizerischer Holzenergiestatistik des Bundesamts für Energie BFE standen in der Schweiz 2018 insgesamt über 560'000 Holzenergieanlagen in Betrieb. Davon produzieren etwa 34 Anlagen Wärme und Elektrizität (Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen), der Rest produziert "nur" Wärme. Das gesamthaft genutzte Energieholz wird zu 5% in Elektrizität und zu 95% in Wärme umgewandelt.
- Das grosse Energieholzpotenzial in der Schweiz soll v.a. dezentral mit Wärmeverbünden besser genutzt werden. Die vom Parlament angenommene Motion beauftragt den Bundesrat, das Holzenergiepotenzial und damit die Energieressource Holz auszuschöpfen. Insbesondere dürfen Auflagen und Bedingungen die Weiterentwicklung nicht behindern und das Potenzial der Holzwärmeverbünde und der Holzstromproduktion ist besser zu nutzen.
- Die aktuelle Situation im Schweizer Wald zeigt, wie wichtig der gesicherte Holzabsatz für den Waldschutz und die Sicherstellung der vielfältigen Waldleistungen ist. Auch wenn alles Holz einem möglichst hochwertigen Verwendungszweck zugeführt werden und die energetische Nutzung im Sinne der Kaskadennutzung von Holz mit Vorteil erst am Ende der Zyklus stattfinden sollte, kommt der Holzenergie eine sehr grosse Bedeutung zu. Aufgrund der Sortimentsverschiebungen (Nachfrage) und der Klimaveränderung (Produktion/Angebot) fällt schon heute im Wald zunehmend mehr Energieholz an. Die Potenziale sind bei Weitem noch nicht ausgeschöpft.
- Mit dem nun vorgeschlagenen Energiegesetz werden die Rahmenbedingungen lediglich für grosse, mit billigem Altholz betriebenen Holzkraftwerken mit bestehenden Wärmenetzen einigermaßen aufrechterhalten. Kleine, dezentrale Holzverstromungsanlagen werden kaum überleben können. Neue Anlagen haben nur mit Investitionsbeiträgen und ohne weiteren Massnahmen keine Überlebenschancen mehr.
- Die in den Erläuterungen zur Revision des Energiegesetzes angeführten Argumente zur Abschreibung der Motion 19.3277 berücksichtigen also nur gerade 5% der gesamten Energieholznutzung der Schweiz. Die übrigen 95% bleiben unberücksichtigt.

Aus energie-, wald- und klimapolitischen Gründen kann die Motion (19.3277) *Holzenergiepotenzial ausschöpfen* mit den vorgeschlagenen Änderungen des Energiegesetzes nicht als erfüllt betrachtet werden. Das Energiegesetzes berücksichtigt vorwiegend die Stromproduktion, welche nur ca. 5% der gesamten Holzenergienutzung ausmacht.

Es sind weitere Massnahmen zur vermehrten dezentralen Verwendung von Holz in Wärmeverbünden nötig. So muss eine Nachfolgelösung geschaffen werden für die Einspeisevergütung für Holzverstromungsanlagen mit den Einspeisetarifen gemäss dem Schreiben von Biomasse Suisse, Schweizerischer Verband für Umwelttechnik (SVUT), Ökostrom Schweiz und Holzenergie Schweiz vom 21. Oktober 2019 an Frau Bundespräsidentin Sommaruga.

Schliesslich fordert die angenommene Motion den Abbau von der Ausschöpfung des vorhandenen Holzenergiepotenzials behindernden Auflagen und Bedingungen in weiteren Erlassen. Erst wenn diese Voraussetzung erfüllt ist, kann die Motion abgeschrieben werden.

III. Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen (Art. 26)

Eine verstärkte Unterstützung der Kleinwasserkraft läuft den Zielen des Schutzes und der Wiederherstellung der aquatischen Ökosysteme in vielen Fällen zuwider.

Die Förderung der Kleinwasserkraft, insbesondere jene zwischen 300 kW und 1MW, mit Investitionsbeiträgen, ist daher im Einzelfall kritisch zu prüfen, zumal diese Kategorie der Wasserkraft in vielen Fällen ein sehr ungünstiges Verhältnis zwischen produzierter Energie und Schäden an den

Gewässerökosystemen aufweist. Sie entspricht deshalb oftmals nicht den Kriterien der nachhaltigen Entwicklung. Der mit 30 Millionen Franken pro Jahr ausgewiesene zusätzliche Förderbedarf für die Kleinwasserkraft (Abbildung 3 des erläuternden Berichtes) erscheint uns vergleichsweise hoch. Er ist damit mehr als halb so hoch wie jener für die wesentlich effizientere Grosswasserkraft und doppelt so hoch wie jener für die Windkraft.

Kleinwasserkraftanlagen tragen denn auch vergleichsweise wenig zur Gesamtversorgung des Landes bei. In Kapitel 4.1.2 wird ein Potenzial von 390 GWh für Kleinanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW angegeben. Diese Zahl ist ein Bruchteil der gesamten inländischen Stromproduktion (im Jahr 2015 66'000 GWh, Quelle: Faktenblatt "Energieversorgung Schweiz und internationale Entwicklung" des UVEK).

Die vorliegende Revision schlägt vor, den teureren Projektphasen (Neubau, Erweiterung) mehr finanzielle Unterstützung durch Investitionszuschüsse zu gewähren, die das KEV-Einspeisevergütungssystem für Strom ersetzen würden. Nach dem Bau bzw. der Modernisierung der Anlagen bleibt es "dem Projektträger überlassen, mit den Marktkräften umzugehen und den Betrieb der Anlage und die Stromproduktion entsprechend den auf dem Energiemarkt verlangten Preisen zu optimieren, indem er z.B. mehr Energie produziert, wenn der Preis höher ist und umgekehrt. Zudem ist der Bund durch die Vergütung nicht mehr jahrelang an die Projekte gebunden und kann so andere unterstützen". (Kapitel 4.1.2 erläuternder Bericht).

Die Optimierung der Produktion zur Ausnutzung von Schwankungen der Marktpreise führt in vielen Fällen zu diskontinuierlichen Abflüssen, die Umsetzung von Baumaßnahmen zur Verhinderung dieses Phänomens ist sowohl für bestehende als auch für nachzurüstende Anlagen oft schwierig.

Aus Sicht der nachhaltigen Entwicklung sowie der laufenden Bestrebungen zur Förderung der Biodiversität und der ökologischen Sanierung der Wasserkraft gemäss GSchG ist Art 26 EnG mit Zurückhaltung und sorgfältiger Prüfung der Auswirkungen auf die Wasserlebensräume anzuwenden. Neue Projekte, die das Risiko bergen, dass sie nicht wirtschaftlich tragfähig sind, sind zu vermeiden. Art. 26 Abs. 1 Bst. b und c sind dabei besonders kritisch zu betrachten, da hier Erweiterungen von bestehenden Anlagen bezahlt werden. Die Sanierung der Fischgängigkeit, etc. wird dem Kraftwerk-Betreiber zusätzlich über Swissgrid rückvergütet, Ersatzmassnahmen nach NHG muss er nur für die Erweiterung leisten und allfällige Massnahmen nach BGF sind unter Umständen auch rückfinanzierbar.

Die Änderungen in Art. 26 EnG haben mehr Neuanlagen und Erweiterungen von bestehenden Anlagen zum Ziel. Ein Ausbau einer bestehenden Anlage ist vor allem mit Höherstau oder mehr Wasser möglich. Beides kann negative Auswirkungen für die Gewässerökologie haben.

Die aquatische Umwelt leidet bereits in hohem Maße unter den Folgen des Klimawandels (höhere Wassertemperaturen, häufigere Trockenheitszustände, veränderte Saisonalität der Niederschläge und der Wasserreserven für den Winter). Die verstärkte Nutzung der Wasserkraft zur Reduzierung der CO₂-Emissionen ist unter diesem Blickwinkel im Einzelfall kritisch zu prüfen.

Im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage werden im Kapitel 6.5 "Auswirkungen auf die Umwelt" lediglich die energie- und klimapolitischen Aspekte behandelt. Die gewässerökologischen Aspekte sowie die oben beschriebenen umweltpolitischen Zusammenhänge werden dagegen nicht erwähnt. Der Bericht ist in diesem Sinne zu ergänzen.

IV. Antrag

Die KWL sieht Anpassungsbedarf insbesondere bei den Themen Holzenergie- und Biomasseanlagen sowie beim Schutz der Gewässerlebensräume. Die mit der Motion (19.3277) *Holzenergiepotenzial ausschöpfen* geforderten Massnahmen werden mit der vorliegenden Revision nicht umgesetzt. Bei der Förderung der Kleinwasserkraftanlagen ist dem geschützten Gewässerlebensraum die erforderliche Beachtung zu geben.

Wir beantragen deshalb folgendes:

- **Auf die Abschreibung der Motion (19.3277) *Holzenergiepotenzial ausschöpfen* ist zu verzichten, da diese noch nicht erfüllt ist.**

- Aus Sicht der Holzenergie- und Biomasseanlagen ist das System der Einspeisevergütungen weiterzuführen oder aber es sind als Ersatz der bestehenden Förderung ämterübergreifend Finanzierungsinstrumente mit dem Ziel vorzusehen, die Investitionen und den Betrieb dieser für die Erreichung der Ziele der Klimapolitik und der Energiestrategie 2050 wichtigen Anlagen auszulösen bzw. sicherzustellen.
- Abbau von Holzenergie behindernden Auflagen und Bedingungen in weiteren Erlassen.
- Art. 26 Abs. 1, insbesondere Bst. b und c, dahingehend zu ergänzen, dass dem Schutz der Gewässerlebensräume die erforderliche Beachtung zukommt.
- Im Kapitel "Auswirkungen auf die Umwelt" im erläuternden Bericht sind alle Auswirkungen auf die Umwelt, insbesondere die gewässerökologischen Auswirkungen, aufzuführen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Mit freundlichen Grüßen



Landammann Dr. Josef Hess
Präsident KWL



Thomas Abt
Generalsekretär

Kopie: - Vorstand KWL
- Kantonsoberförsterkonferenz (KOK)
- Jagd- und Fischereiverwalterkonferenz (JFK)



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Frau
Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga
Vorsteherin UVEK
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Chur, den 26. Mai 2020

Revision des Energiegesetzes (EnG) – Fördermassnahmen ab 2023

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die «Revision des Energiegesetzes (EnG) – Fördermassnahmen ab 2023» vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis sowie den beiden Beobachterkantonen Appenzell-Ausserrhododen und Appenzell-Ausserrhododen gerne wie folgt Stellung:

I. EINLEITUNG

Das Ziel der Revision des EnG, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken, teilt unsere Konferenz. Sie ist jedoch der Ansicht, dass der unterbreitete Revisionsentwurf sowohl die Bedeutung der bestehenden Wasserkraftproduktion als auch die Bedeutung der Wasserkraft für die Erreichung der Ausbauziele unter Berücksichtigung der Kriterien Zubau, Effizienz und Versorgungssicherheit zu wenig berücksichtigt und deshalb **signifikanter Überarbeitungsbedarf** besteht.

Der unterbreitete Revisionsvorschlag enthält im Bereich der Wasserkraft folgende **drei fundamentalen Schwachstellen**:

- **Inkonsistenz zwischen Erfüllung der Förderkriterien und den Förderschwerpunkten;**
- **Fehleinschätzung bezüglich Bestandessicherung bei der Wasserkraftproduktion;**
- **Fehlende Planungssicherheit für bestehende, aber neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke (Heimfall / Neukonzessionierungen).**

Ohne eine Anpassung dieser grundlegenden Punkte wird unsere Konferenz die EnG-Revision **nicht mittragen** können. Weiter sehen wir auch punktuellen Anpassungsbedarf bei den Photovoltaik-Anlagen und der Windenergie. Dies begründen wir wie folgt:

Präsident: Staatsrat Roberto Schmidt
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming

Hinterm Bach 6, Postfach 539, 7001 Chur
Tel. 081 250 45 61, Fax 081 252 98 58
kontakt@gebirgskantone.ch
www.gebirgskantone.ch



II. DREI FUNDAMENTALE SCHWACHSTELLEN DER VORGESCHLAGENEN REVISION

1. Erste Schwachstelle: Inkonsistenz zwischen Erfüllung der Förderkriterien und den Förderschwerpunkten

A. Die Kriterien des Bundesrates

Gemäss Erläuterndem Bericht (nachfolgend: «EB») will der Bundesrat eine möglichst effiziente Förderung der inländischen Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zwecks Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit (EB, S. 2). Dies will der Bundesrat anhand folgender Kriterien umsetzen (EB, S. 8):

- Zubau: Die Förderung soll eine Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bewirken;
- Effizienz: Pro eingesetztem Franken soll möglichst viel Zubau erreicht werden;
- Versorgungssicherheit: Die Förderung soll dazu dienen, die langfristige Stromversorgung zu gewährleisten;

Gestützt auf diese Vorgaben schlägt der Bundesrat dann verschiedene Anpassungen am bisherigen Fördersystem vor.

B. Wertung

1. Zubau

In der nachstehenden Ziffer II./2. legen wir dar, weshalb im Zusammenhang mit dem «Zubau» eine blosser Fokussierung auf die Richtwerte gemäss Art. 2 EnG sachlich nicht gerechtfertigt ist. Die Sicherung der bisherigen, systemrelevanten Wasserkraftproduktion ist aus wasserrechtlicher, umweltrechtlicher, wirtschaftlicher und teilweise auch technischer Sicht nämlich als Zubau zu qualifizieren. Hier hat der Bundesrat seine Position zu überdenken.

2. Umweltverträglichkeit, Effizienz

Weil das Fördersystem Effizienz-Anreize für die erneuerbare Stromproduktion setzen soll, sind diese Kriterien gemeinsam zu betrachten. Dies bedingt insbesondere eine Analyse und Gewichtung der Technologien. Gleichzeitig bedeutet dies aber nicht, dass die Technologien gegeneinander ausgespielt werden. Die verschiedenen Formen der erneuerbaren Stromproduktion sind gemeinsam zu fördern, jedoch priorisiert anhand der Erfüllung der vorgegebenen Kriterien. Eine solche Wertung fehlt in der Revisionsvorlage und wird deshalb nachstehend dargelegt:

2.1 Gesamtenergiebilanz

Unter den Stromproduktionsformen in der Schweiz schneidet die Wasserkraft bezüglich Gesamtenergiebilanz deutlich am besten ab, wobei Laufwasserkraftwerke bessere Werte erreichen als Speicherkraftwerke. Wie die sich auf eine Studie der ETH basierenden Grafiken^{1 2} zeigen, verfügen die Wasserkraftanlagen über den niedrigsten nicht-erneuerbaren Gesamtenergiebedarf sowie den mit Abstand höchsten Erntefaktor³:

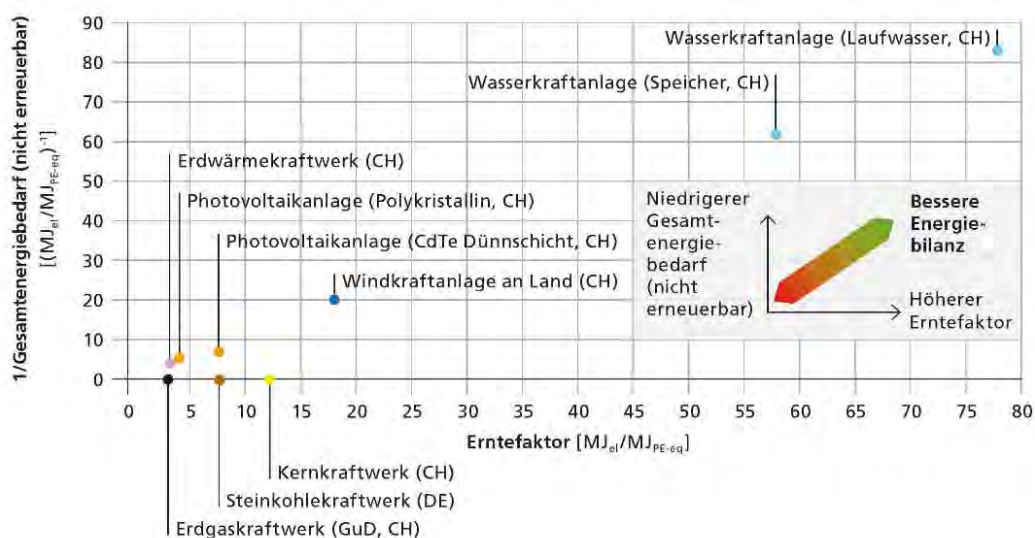


Abbildung 1: Die Gesamtenergiebilanz, ermittelt aus den Kennzahlen «Gesamtenergiebedarf (nicht erneuerbar)» und «Erntefaktor (EROI)», zeigt ein deutliches Bild: Die Wasserkraft schlägt alle übrigen Arten der Stromerzeugung um Längen. Doch auch Photovoltaik und Windkraft schneiden gut ab.

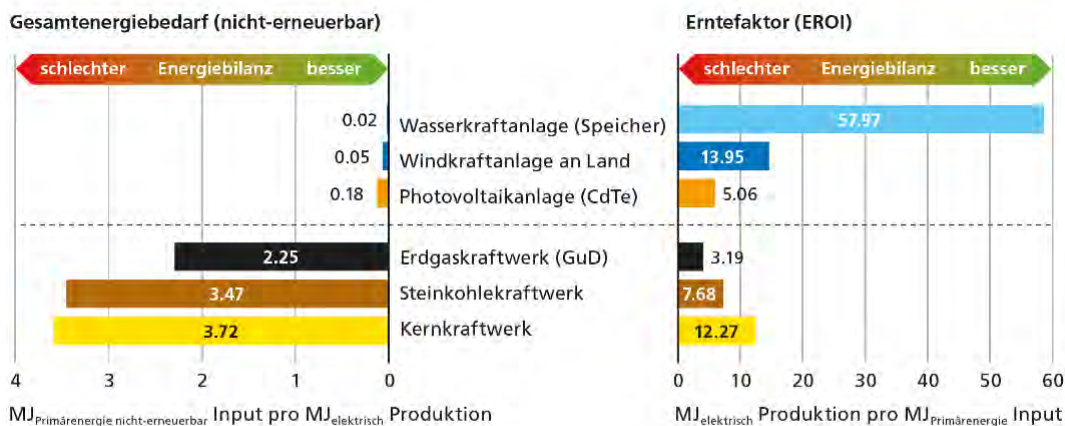


Abbildung 2: Die Resultate bzgl. Gesamtenergiebedarf und Erntefaktor zeigen deutlich die grosse Überlegenheit der Wasserkraft.

¹ ETH, Current and future energy performance of power generation technologies in Switzerland, April 2018:

https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Energy-Performance-Switzerland-Report-EN.pdf

² SATW: Stromproduktion - Erneuerbare sind spitze: https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Gesamtenergiebilanz-DE.pdf

³ Gesamtenergiebedarf (nicht erneuerbar) bzw. «Non-Renewable Cumulative Energy Demand»: kumulierter Bedarf an nicht erneuerbarer Energie für den Bau und die Entsorgung einer Anlage sowie für die eigentliche Stromproduktion. Bei fossilen Produktionsverfahren ist dies in erster Linie die Energie im jeweiligen Brennstoff (Gas, Kohle, Uran). Erntefaktor bzw. «Energy Return on Energy Investment» (EROI): beschreibt das Verhältnis des produzierten Stroms zur investierten («grauen») Energie über die gesamte Lebensdauer einer Anlage und sollte immer grösser als 1 sein.

2.2 Treibhausgasemissionen

Wie eine vom Paul Scherrer Institut (PSI) im Auftrag des BFE erstellte Studie⁴ im Technologievergleich zeigt, verursacht die Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraftwerken sowie aus Windturbinen die geringsten Treibhausgasemissionen.

Zwar kann für die meisten anderen Technologien davon ausgegangen werden, dass deren Treibhausgas-Ausstoss bis ins Jahr 2050 abnehmen werden. Die Wasserkraftproduktion wird aber auch dann noch die niedrigsten Treibhausgasemissionen aufweisen:

Tabelle 5: Treibhausgasemissionen von Stromproduktionstechnologien (in g CO₂eq/kWh), heute und im Jahr 2050.

Technologie	Neuanlagen	
	heute	2050
Laufkraftwerk	5-10	5-10
Speicherkraftwerk	5-15	5-15
Kleinwasserkraft	5-10	5-10
Windenergie Schweiz	8-27	5-30
Windenergie offshore	8-16	5-20
Fotovoltaik: multikristallin monokristallin Dünnschicht	39-69	7-45
	62-109	11-71
	25-43	8-30
Holzverbrennung und -vergasung	10-120	10-100
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹⁹	150-450	k.A.
Tiefengeothermie	nicht vorhanden	27-84
Kernenergie	10-20	5-40
Gaskombikraftwerk GuD	387-400	346-363
GuD mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	70-100
Erdgas-BHKW: 10 kW _{el} 1000 kW _{el}	583-633	546-601
	459-500	423-468
Brennstoffzellen: 1 kW _{el} 300 kW _{el}	560-780	440-570
	370-650	340-450
Kohlekraftwerke (Ausland)	823-1022	734-850
Kohlekraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	34-214

2.3 Effizienz (Kosten / Nutzen)

Die vorerwähnte Studie des PSI⁵ enthält auch einen Vergleich der heutigen und zukünftigen Stromproduktionskosten für die wichtigsten Kraftwerkstypen. Dabei werden die Stromgestehungskosten mit der Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) erhoben. Dazu werden die zukünftigen Kosten abdiskontiert. Folgende Komponenten sind enthalten: Gesamte Baukosten bei der Erstellung, Betriebskosten über die Lebensdauer (Brennstoffkosten, fixe und variable Betriebs- und Unterhaltskosten), Rückbaukosten am Ende der Lebensdauer, Kapitalkosten (werden einheitlich mit Kapitalzinsen von 5% berechnet). Die dargestellten Bandbreiten spiegeln die Variabilität der Produktionskosten aufgrund von standortspezifischen Bedingungen (z.B. Jahreserträge von PV-Anlagen und Windturbinen), Charakteristika der Technologien (z.B. Kraftwerkswirkungsgrade und -leistungen) sowie Biomassekosten wider.

⁴ Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, BFE, November 2017 (<https://www.ad-min.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-68703.html>)

⁵ Dito; für Details verweisen wir auf den Link in FN 4 und auf den dortigen Link zur Studie.

Kosten von CO₂-Emissionen und andere externe Kosten sind nicht berücksichtigt. Die angegebenen Produktionskosten beinhalten Wärmegutschriften für Biomasse- und Erdgas-BHKW, Brennstoffzellen sowie landwirtschaftliche Biogasanlagen; diese Technologien werden üblicherweise wärmegeführt betrieben, sodass ein Teil der Abwärme verkauft oder intern genutzt werden kann.

Während sich die Kosten für Wasserkraft, Holz-BHKW, landwirtschaftliche Biogasanlagen und die fossile Stromerzeugung bis 2050 eher verteuern, sinken die Gestehungskosten für Fotovoltaik um die Hälfte, bei Windenergie etwas weniger, *und erreichen so grob bis 2050 das Kostenniveau von Grosswasserkraft*. Die Gestehungskosten von Strom aus Gaskombikraftwerken werden etwa gleich hoch sein wie für kleine PV-Anlagen oder Windenergie, allerdings ohne Einbezug der CO₂-Kosten (zu den CO₂-Emissionen verweisen wir jedoch auf den vorstehenden Abschnitt 2.2):

Tabelle 2: Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz (in Rp./kWh) sowie offshore Windenergie im Ausland.

Technologie	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
Grosswasserkraft ⁹	7-30	7-30	7-30
Kleinwasserkraft	12-28	14-33	14-34
Windenergie Schweiz	13-21	10-17	9-15
Windenergie offshore	13-27	12-23	10-20
Fotovoltaik: 10 kW 1000 kW	18-31	9-22	8-19
	8-13	4-10	3-9
Holz-BHKW ¹⁰	18-36	18-41	18-45
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹¹	20-49	18-50	16-51
Tiefengeothermie ¹²	nicht vorhanden	16-58	13-47

3. **Langfristige Versorgungssicherheit**

Im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Stromproduktionen verfügt die Wasserkraft im Vergleich zu allen anderen erneuerbaren Stromproduktionsformen über den *alleinigen* Vorteil der umfangreichen, technisch bewährten und verlustlosen Speicherbarkeit. Die Möglichkeit zur Speicherung ist für die künftige langfristige Versorgungssicherheit aus folgenden Gründen absolut zentral:

- **Speicherfähigkeit für den «Normalbetrieb» nötig**
 Eine künftig möglichst erneuerbare Stromproduktion bedingt ein Zusammenspiel aller Technologien. Weil aber Wind und Sonne stochastisch produzieren (nur wenn der Wind bläst bzw. die Sonne scheint) sind bereits im Normalbetrieb langfristige Speichermöglichkeiten notwendig, um die Versorgungssicherheit und die Netzregulierung bei zunehmend volatilerer Produktion aus Sonne und Wind zu gewährleisten. Diese kann im benötigten Umfang und erneuerbar alleine die Wasserkraft bieten.
- **Stromversorgung im Winterhalbjahr**
 Im Zuge der StromVG-Revision ist das Thema der Stromversorgung in den Wintermonaten diskutiert worden. Für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr taugt auch ein forcierter Ausbau der Fotovoltaik und Windenergie nur beschränkt. Demgegenüber kann hier ein Ausbau der Speicherkraftwerke einen wirksamen und langfristigen Beitrag leisten. Und schliesslich kann auch mit Bezug auf die allfällige Einführung einer «strategischen Reserve» – wenn man die Klimaziele erreichen will – einzig die Wasserkraft in Frage kommen. Die Fotovoltaik und die Windenergie können die entsprechende Sicherheit nicht bieten.

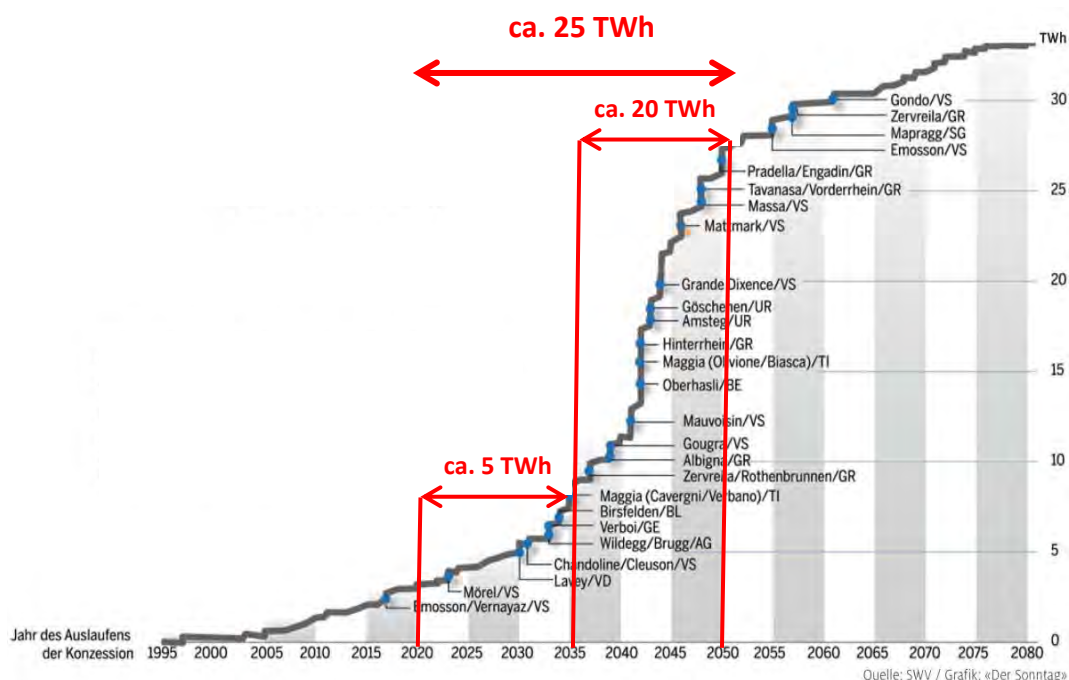
4. Zusammenfassung

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Wasserkraft die Kriterien des Bundesrates insgesamt am besten erfüllt. Gleichwohl sollen zwei Drittel des Netzzuschlags von 2,3 Rp./kWh in die Förderung des Ausbaus der Fotovoltaik fließen. Damit entspricht die Förderung nicht den gesetzten Kriterien. Aus Sicht der RKGK ist entsprechend eine **Ergänzung des Fördersystems notwendig**, wozu wir auf die folgenden Abschnitte II./2. und II./3. verweisen.

2. Zweite Schwachstelle: Fehleinschätzung bezüglich Bestandessicherung bei der Wasserkraftproduktion

A. Die Sicherung der bisherigen Produktion ist ungleich wichtiger als alle Zubauziele zusammen

- Die zweite grundlegende Schwachstelle der präsentierten Revisionsvorlage bildet die alleinige Fokussierung auf die Ausbauziele. Die Wasserkraft ist die mit Abstand wichtigste Quelle für erneuerbare Energie in der Schweiz. Sie deckt heute im Durchschnitt rund 58% der Schweizerischen Elektrizitätsproduktion ab. Damit alleine dieser bestehende, systemrelevante Anteil an erneuerbarer Stromproduktion auch künftig gesichert bleibt (Bestandessicherung), sind Konzessionserneuerungen nötig. Solche sind kein «Selbstläufer», wäre aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der sozialen Akzeptanz eine grobe Fehleinschätzung. Wasserkraftanlagen, deren Konzessionen auslaufen und neu erteilt oder nach ausgeübtem Heimfall selber betrieben werden, gelten nämlich wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch als **Neuanlagen**.
- Deshalb ist es sachlich angezeigt, der Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion im Rahmen der EnG-Revision eine **signifikant höhere Priorität beizumessen**. Die Ausbauziele gemäss Art. 2 EnG bilden zweifelsohne wichtige Bestandteile der künftigen Stromversorgungs-, Energie- und Klimapolitik der Schweiz. **Ungleich wichtiger als sämtliche Ausbauziele zusammengerechnet, ist aber die Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion (Bestandessicherung)**. Diese ist – um mit den Worten des Bundesrates zu sprechen (EB, S. 19) – von «herausragender Bedeutung» für die Energieversorgung aus erneuerbaren Energien. Bis im Jahre 2050 stehen nämlich insgesamt rund 25'000 GWh/a aus Wasserkraft zur Disposition.



Dies führt zu folgendem Vergleich zwischen den Ausbauzielen 2050 für die erneuerbare Stromproduktion gemäss Art. 2 Abs. 1 EnG und dem Umfang der zu gewährleistenden Bestandessicherung 2050 bei der Wasserkraft:

Vergleich zwischen Ausbauziele EE (ohne Wasserkraft) bis 2050 und Bestandessicherung Wasserkraft bis 2050	
Ausbauziele für alle EE <u>ohne</u> Wasserkraft	Bestandessicherung Wasserkraft
24'200 GWh	25'000 GWh

B. Der Zubau ist wesentlich anspruchsvoller als dargelegt

4. Die mittlere erwartete Nettoproduktion aus Wasserkraft liegt derzeit bei rund 35'500 GWh/a. Bis im 2035 ist ein Ausbau auf mindestens 37'400 GWh/a umzusetzen und bis im 2050 ein solcher auf mindestens 38'600 GWh/a (Art. 2 Abs. 2 EnG). Dies bedingt einen Ausbau der Wasserkraftproduktion von 2'400 GWh/a bzw. 3'100 GWh/a bzw. noch mehr. ABER: Der Bundesrat beabsichtigt, der extremen Gletscher-Initiative einen indirekten Gegenvorschlag gegenüber zu stellen. Erste Abschätzungen zeigen, dass der Ausbaupfad bis 2050 in der Grössenordnung von 50 Prozent (!) höher ausfällt, als der Zielwert, welcher der EST-2050 zu Grunde liegt (EB, S. 12).
5. Diese verbindlichen Ausbauziele können aber nicht alleine durch den Zubau erreicht werden. Zusätzlich muss noch die bei bestehenden Wasserkraftwerken im Rahmen des Weiterbetriebs aufgrund der einzuhaltenden Mindestrestwassermengen sowie der Erfüllung weiterer Umweltauflagen resultierende Minderproduktion kompensiert werden. Über das Ausmass dieser Minderproduktion gehen die Meinungen auseinander. Das Bundesamt für Energie (**BFE**) rechnet bis 2050 mit einer solchen von 1'900 GWh/a. Demgegenüber geht der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (**SWV**) bis 2050 – je nach Interpretation des Gesetzes – von einer Minderproduktion zwischen 2'300 GWh/a und 6'400 GWh/a aus. Der effektiv benötigte Zubau scheint deshalb mit ziemlicher Sicherheit deutlich höher.
6. Weiter geht der Bundesrat bei den Kleinwasserkraftwerken von einem *theoretischen* Potenzial im Umfange von ca. 520 GWh/a und einem *realistischen* Potenzial von 75%, d.h. von ca. 390/GWh/a aus (EB, S. 15). Diese Einschätzung erachten wir als zu optimistisch. Die Realität zeigt nämlich, dass die Umweltorganisationen die Kleinkraftwerkprojekte verbissen bekämpfen, was viele Projektanten zum Aufgeben bewegt, weil sie weder über die Zeit noch das Geld verfügen, um diese Rechtsstreite zu führen. Nebenbei bemerkt dürften diese Werke nur in geringem Ausmass zu dem aus Gründen der Versorgungssicherheit gewünschten Ausbau der Winterstromproduktion beitragen.

C. Die gesamte Dimension zur Sicherung und Erweiterung der Wasserkraft

7. Gestützt auf die vorstehenden Ausführungen stehen im Zusammenhang mit der künftigen Sicherung und Erweiterung Wasserkraftproduktion folgende Dimensionen zur Diskussion:

		2035	2050	
Bestandessicherung (in GWh/a)				
1	Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion mittels Konzessionserneuerungen (→ dabei handelt es sich wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen)	5'000 ¹⁾	20'000 ¹⁾	
2	./.. Produktionsverluste wegen den einzuhaltenden Mindestrestwassermengen und zusätzlicher Umweltauflagen	./.. 810 – 1'620 ²⁾	./.. 1'090 ³⁾ – 4'790 ⁴⁾	
3	Total mögliche Bestandessicherung	3'380 – 4'190	15'210 – 18'910	
Zubau (in GWh/a)			gemäss EST-2050 (Art. 2 Abs. 2 EnG)	mit indirektem Gegenvorschlag zur Gletscher-Initiative
4	Zubau-Vorgabe gemäss den verbindlichen Ausbauzielen	2'400	3'100	4'600 ⁵⁾
5	Nötiger Zubau zur Kompensation der Verluste wegen den einzuhaltenden Mindestrestwassermengen und zusätzlicher Umweltauflagen (= Kompensation von Position 2)	810 – 1'620 ²⁾	1'090 ³⁾ – 4'790 ⁴⁾	1'900 ³⁾ – 4'300 ⁴⁾
6	Total effektiv benötigter Zubau	3'210 – 4'020	4'090 – 7'890	6'500 – 8'900
7	Total mögliche Bestandes-sicherung + Zubau (3 + 6)	3'590 – 8'210	19'300 – 25'400	21'710 – 28'810

1) Grössenordnungen gemäss vorstehender Ziffer II./2./A./2.

2) Bandbreite gemäss Szenarien 1 – 4 des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV-Faktenblatt «Wasserkraft: Energieeinnahmen aus Restwasserbestimmungen, 2018)

3) 1'900 GWh/a gemäss Abschätzung in der Potenzialstudie des BFE von August 2019 abzüglich 810 GWh/a (Szenario 1) bzw. gemäss SWV für die Zeit bis 2035

4) Gemäss SWV-Szenario 4

5) Gemäss EB dürfte der Ausbaupfad 2050 (Zielwert) rund 50% höher ausfallen.



3. Dritte Schwachstelle: Fehlende Planungssicherheit für bestehende aber neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke

8. Die dritte grundlegende Schwachstelle der präsentierten Revisionsvorlage bildet die Reduktion des Förderzeitraums bis zum Jahr 2035. Die für Konzessionserneuerungen erforderlichen langfristigen Einschätzungen und Entscheide betreffen nämlich einen Zeitraum, der weit über das Jahr 2035 hinausgreift.
9. Dieser Realität trägt der vorgelegte Revisionsentwurf keine Rechnung. Für die vom Bundesrat angestrebte Planungssicherheit (EB, S. 6) reicht die (bescheidene) Erhöhung der Investitionsbeiträge bei weitem nicht aus. Auch ist es ungenügend, dem Bundesrat in Art. 55 EnG die Kompetenz einzuräumen, Anpassungen für die Zeit nach 2035 einzuräumen. Diese Justierungen kommen für die zahlreichen, teilweise lange vor 2035 zu fällenden Entscheide nämlich viel zu spät (vgl. Grafik auf S. 2). Die Verhandlungen über den Neubau und die Erneuerungen von Wasserkraftwerken erfordern eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren.
10. Bei den zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion geht es um Investitionsentscheide und um ein Betriebsrisiko von 80 Jahren. Es kann von niemandem erwartet werden, dass er in solche Projekte investiert ohne über eine möglichst hohe Amortisationsverlässlichkeit zu verfügen.
11. Unsere Konferenz verlangt deshalb vom Bund, dass er im Rahmen der EnG-Revision zusätzlich zu den vorgeschlagenen Instrumenten einen versicherungsähnlichen Auffangtatbestand verankert, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefpreisphasen als Sicherheitsnetz dient. Dieses Instrument soll alleine für Krisenzeiten zur Verfügung stehen und deshalb nur dann und nur solange zur Anwendung gelangen, als es tatsächlich benötigt wird. Dieses Instrument liesse sich auch mit einer Prämien- und/oder Rückzahlungspflicht verbinden.
12. Ein solches Instrument ist aus den folgenden Gründen bereits heute gesetzlich zu verankern:
 - a) Ein solches Instrument fördert die Bereitschaft von Kraftwerksgesellschaften, sich um Konzessionserneuerungen zu bewerben. Es ist somit zentral, um und die Abklärungen und Verhandlungen zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion seriös und zeitgerecht zu führen.
 - b) Die Ausgestaltung dieses Instruments kann heute in Ruhe, d.h. wohldurchdacht erfolgen. Beschäftigt sich der Gesetzgeber hingegen erst dann mit dieser Frage, wenn Probleme drohen, resultieren suboptimale Lösungen.
13. Unsere Konferenz ist interessiert und bereit, an der Ausgestaltung eines solchen Absicherungsmechanismus mitzuarbeiten. Denkbar sind beispielsweise Anlehnungen an das darlehensähnliche System des Contract for Difference (CfD), an einen Auffangfonds, an eine Versorgungs-Versicherung oder an Bürgschaften. Es geht also nicht darum, Subventionen aktiv auszurichten, sondern darum, ein Auffangnetz bereit zu stellen, welches nur im Notfall benötigt wird.
14. Die alleinige Befürchtung, dass die EU einem solchen Instrument kritisch gegenüberstehen könnte (EB, Ziff. 3, S. 11), darf kein Hinderungsgrund zu dessen intelligenter Ausgestaltung und Implementierung bilden.
15. Bei der detaillierten Ausgestaltung des Instruments geht es einerseits darum, dieses so weit als möglich EU-kompatibel auszugestalten. Andererseits muss der Bundesrat auch Farbe bekennen, ob er im Rahmen der weiteren Verhandlungen über ein Stromabkommen für solche (allenfalls) nicht ganz EU-konforme Förderinstrumente zugunsten der systemrelevanten Wasserkraft im Sinne einer «conditio sine qua non» einsteht oder nicht. Ist er hierzu nicht bereit, wird auch die Haltung zum Rahmenabkommen zu hinterfragen sein.

16. Bis ein neuer Mechanismus, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefenpreisphasen als Sicherheitsnetz dient, in Kraft tritt, soll die heutige bestehende Marktprämie als Krisenlösung beibehalten werden.

III. PHOTOVOLTAIK UND WINDENERGIE

1. Photovoltaik-Anlagen

Die Absicht des Bundesrates, den Zubau der PV-Anlagen zu beschleunigen können wir unter Vorbehalt der vorstehenden Kritik bezüglich Priorisierung unter Berücksichtigung der zur Diskussion stehenden Dimensionen unterstützen. Wir haben vorstehend (oben S. 2) ausgeführt, dass die Technologien nicht gegeneinander ausgespielt werden sollen. Die verschiedenen Formen der erneuerbaren Stromproduktion sind gemeinsam zu fördern. Hierzu bedarf es aber eines Fördersystems, welches den Dimensionen und Probleme adäquat Rechnung trägt. Oder negativ ausgedrückt: Ein Fördersystem, welches die Wasserkraft als blosser Erfüllungsgehilfin eines Ausbaus der PV-Anlagen sieht, könnten wir nicht unterstützen.

Wir begrüssen die Erhöhung der Fördereffizienz durch die Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen. Dies steigert die Effizienz der eingesetzten Fördermittel. Zudem sind namentlich die grossen PV-Anlagen geeignet, in wirksamer Weise zur Versorgungssicherheit beizutragen. Allerdings sollte die Ausrichtung von Förderbeiträgen an grosse PV-Anlagen noch deutlich zugunsten der Stromproduktion im Winterhalbjahr priorisiert werden.

Grosse PV-Anlagen in Gebirgsregionen haben erhebliches Potenzial um in höherem Ausmass zur Versorgungssicherheit beizutragen (Sonnenscheindauer). Wir weisen aber auch hier darauf hin, dass sich bei Realisierung solcher Anlagen Zielkonflikte mit Anliegen des Raumplanungs-, des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes ergeben können. Der Bundesrat muss hier den Mut aufbringen, Akzente zu setzen. Es sind verstärkt Ermessensentscheide der lokalen Behörden zu ermöglichen. Das sachgerechte Ausüben des Ermessens bedeutet die Berücksichtigung aller betroffenen Interessen und deren sachgerechte Abwägung. Letztere muss aber den Behörden vor Ort zukommen und nicht durch rechtlich enge Leitplanken und/oder durch detailreiche Vollzugshilfen und Empfehlungen von Bundesstellen, welche den Ermessensspielraum vor Ort unnötig einengen.

2. Windenergie

Grundsätzlich ist auch die Windenergie für die Stromproduktion im Winterhalbjahr geeignet. Doch auch sie stösst auf Widerstand aus Gründen des Raumplanungs-, des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes. Das vorstehend Ausgeführte gilt deshalb bei der Genehmigung von Windkraftanlagen gleichermassen.

Die unterbreiteten Revisionsvorschläge sind mit Bezug auf die Projektierungsbeiträge als auch mit Bezug auf die Förderungs-Untergrenze zu optimieren. Die Projektierungsbeiträge sind breiter zu fassen und die Förderungs-Untergrenze sollte auf 5 MW gesenkt werden.

IV. DETAILBEMERKUNGEN

1. Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge

Wir verweisen auf unsere vorstehenden Ausführungen. Die blosser Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge, und dies mit alleinigem Fokus auf ein sachlich unvollständiges Verständnis des «Zubaus», erachten wir als unzureichend. Das Fördersystem ist vielmehr:

- a) in Berücksichtigung, dass es sich bei den zahlreich anstehenden Konzessionserneuerungen (bzw. beim Weiterbetrieb in Eigenregie nach ausgeübtem Heimfall) für bestehende Wasserkraftwerke wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen handelt, fundamental zu überdenken;
- b) anhand der vom Bundesrat gesetzten Kriterien *Umweltverträglichkeit*, *Effizienz* und *langfristige Versorgungssicherheit* neu zu gewichten und zu priorisieren, und
- c) mit einer Massnahme zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion zu ergänzen.

2. Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen

Die Einführung von Auktionen für die Einmalvergütungen bei grossen PV-Anlagen wird begrüsst, doch sind die Parameter einfacher und genauer zu definieren. Zudem muss die Ausrichtung von Förderbeiträgen an grosse PV-Anlagen noch deutlich zugunsten der Stromproduktion im Winterhalbjahr priorisiert werden. So sollen die Auktionen für den PV-Ausbau nicht nur auf die maximale Jahresproduktion ausgerichtet sein, sondern neben der Winterstromproduktion sollten auch die Ost-West-Ausrichtung sowie Fassaden-Anlagen wichtige Kriterien bilden sein. Es ist nämlich von Bedeutung, Produktion und Verbrauch möglichst anzugleichen, um das «Peak-Shaving» zu vermindern.

3. Wasserkraft

3.1 Fördersystem ist signifikant neu zu priorisieren und zu ergänzen

Wie vorstehend in Kapitel II. ausführlich dargelegt, benötigt das elektrizitätspolitische Fördersystem nicht nur eine signifikant andere Priorisierung hin zur Sicherung der systemrelevanten, bestehenden Wasserkraftproduktion. Es bedarf auch einer Ergänzung mit einem Auffangmechanismus im Sinne unserer vorstehenden Ausführungen in Ziff. II./3.. Bei der Förderung des Zubaus ist der Fokus zudem vor allem auf die Winterproduktion zu legen, welche zur Versorgungssicherheit beiträgt.

3.2 Keine Einschränkung von Investitions- und Projektierungsbeiträgen auf erhebliche Erneuerungen

Aus Sicht der RGKG ist auf eine Begrenzung des Investitionsbeitrags auf höchstens 5 MW bei erheblichen Erneuerungen von Wasserkraftanlagen zu verzichten (vgl. Art. 26 Abs. 1 Bst. c E-EnG). Ein Investitionsbeitrag soll zudem für die Projektierung von neuen Wasserkraftanlagen (mit einer Leistung von mindestens 1 MW), erheblichen Erweiterungen von Anlagen (mit einer Leistung von mindestens 300 kW nach der Erweiterung) sowie erhebliche Erneuerungen (mit einer Leistung von mindestens 300 kW) möglich sein. Auch für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage sollen Investitionsbeiträge gesprochen werden können.

Schliesslich ist Art. 26 Abs. 7 E-EnG dahingehend anzupassen, dass die Bezeichnung von prioritären Anlagen ebenfalls die erheblichen Erweiterungen einer Anlage mit einer Leistung von mindestens 300 kW umfasst. Gleichzeitig sollte explizit festgelegt werden, dass bei der Bezeichnung solcher Anlagen insbesondere der Aspekt einer erheblichen Erhöhung der Produktion von erneuerbarer Winterenergie bzw. der Fähigkeit zur erheblichen Steigerung der Energiespeicherung berücksichtigt werden muss.



3.3 Wegfall der Prüfung der NAM bei Bestimmung der Investitionsbeiträge

Dieser Neuerung können wir im Sinne einer Vereinfachung und Verschlan­kung der Verfahren zustimmen.

3.4 Erhöhung des Förderanteils der Grosswasserkraft von 0,1 auf 0,2 Rp./kWh

3.5 Neue Regelung zu prioritären Anlagen

Diese beiden Massnahmen sind gemeinsam zu betrachten. Der Gedankenansatz, der diesem «Subsystem» bei der Förderung der Grosswasserkraft zu Grunde liegt, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Um diesbezüglich eine definitive Stellungnahme abgeben zu können, ist der Mechanismus der Priorisierung aber noch zu wage skizziert (EB, S. 19). Was aber mit Bestimmtheit bereits gesagt werden kann ist, dass die Erhöhung des Förderanteils um 0,1 Rp/kWh völlig unzureichend ist.

4. Projektierungsbeiträge

Dieser Neuerung können wir zustimmen, weil bis zum baureifen Projekt sehr grosse Vorfinanzierungen nötig sind, was Investoren abschrecken könnte. Dies gilt für Wasser- und Windkraftwerke gleichermaßen. Für Wasserkraftanlagen sind aber Anpassungen vorzunehmen (vgl. IV./3.2). Zudem können während der mehrere Jahre dauernden Vorlaufzeiten die Förderbedingungen ändern, was die gesamten Planungen zunichtemachen kann. Wir weisen jedoch darauf hin, dass diese Fördermassnahme im gesamten Kontext betrachtet, bloss einem «Tropfen auf dem heissen Stein» gleichkommt.

5. Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten

Keine Bemerkungen.



IV. ZUSAMMENFASSUNG

Auch wenn verschiedene Punkte der EnG-Revision in die richtige Richtung gehen, sieht unsere Konferenz insbesondere in folgenden Punkten **signifikanten Überarbeitungsbedarf**:

Im Bereich der **Wasserkraft** muss das Fördersystem:

- a) in Berücksichtigung, dass es sich bei den zahlreich anstehenden Konzessionserneuerungen (bzw. Projektgenehmigungen beim Weiterbetrieb in Eigenregie nach ausgeübtem Heimfall) für bestehende Wasserkraftwerke wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen handelt, fundamental überdacht werden;
- b) anhand der vom Bundesrat gesetzten Kriterien *Umweltverträglichkeit, Effizienz und langfristige Versorgungssicherheit* neu gewichtet und priorisiert werden,
- c) mit einer Massnahme zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion ergänzt werden, und
- d) in seiner heutigen Ausgestaltung, d.h. mit bestehende Marktprämie gegebenenfalls so lange beibehalten werden, bis ein neuer Mechanismus, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefenpreisphasen als Sicherheitsnetz dient, in Kraft tritt.

Im Bereich der **Photovoltaik** muss das Fördersystem bei der Förderung von grossen PV-Anlagen deutlich stärker auf die Winterstromproduktion ausgerichtet werden;

Schliesslich sind die **Projektierungsbeiträge für Grossanlagen** (namentlich Windanlagen) zu erweitern.

Wir ersuchen Sie, unsere Anliegen bei der Überarbeitung der Revisionsvorlage zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüssen

REGIERUNGSKONFERENZ DER GEBIRGSKANTONE

Der Präsident:

Roberto Schmidt

Der Generalsekretär:

Fadri Ramming

Geht in Kopie per Mail an:

EnG@bfe.admin.ch



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Madame la Présidente de la Confédération
Simonetta Sommaruga
Cheffe du DETEC
Bundeshaus Nord
3003 Berne

Coire, le 26 mai 2020

Révision de la loi sur l'énergie (mesures d'encouragement à partir de 2023)

Prise de position

Madame la Présidente de la Confédération,
Madame, Monsieur,

Vous nous avez demandé de prendre position sur l'avant-projet de révision de la loi sur l'énergie (mesures d'encouragement à partir de 2023). Après examen des documents, la Conférence gouvernementale des cantons alpins (CGCA), composée des cantons d'Uri, d'Obwald, de Nidwald, de Glaris, des Grisons, du Tessin et du Valais ainsi que des deux cantons observateurs d'Appenzell Rhodes-Intérieures et d'Appenzell Rhodes-Extérieures, prend position comme suit :

I. INTRODUCTION

Notre Conférence soutient le but de la révision de la loi sur l'énergie (LEne) : apporter une sécurité de planification, créer des incitations à l'investissement et renforcer la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Elle estime cependant que le projet de révision mis en consultation, l'importance de la production hydraulique actuelle et l'importance de l'énergie hydraulique pour atteindre les objectifs de développement ne sont pas suffisamment pris en considération, compte tenu des critères de développement, d'efficacité et de sécurité de l'approvisionnement. **Un important remaniement est donc absolument nécessaire.**

Dans le domaine de l'énergie hydraulique, le projet de révision mis en consultation présente **trois points faibles fondamentaux** :

- **Incohérence entre le respect des critères d'encouragement et les priorités d'encouragement ;**
- **Erreur d'appréciation concernant la garantie de l'état existant de la production hydraulique ;**
- **Sécurité lacunaire dans la planification des centrales hydroélectriques existantes, mais nécessitant l'octroi d'une nouvelle concession (retours / renouvellements de concession).**

Sans adaptation de ces points fondamentaux, notre Conférence ne pourra **pas soutenir** la révision de la LEne. Par ailleurs, nous pensons que certains points concernant les installations photovoltaïques et l'énergie éolienne doivent également être modifiés. Nous nous basons sur les arguments suivants :

Präsident: Staatsrat Roberto Schmidt
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming

Hinterm Bach 6, Postfach 539, 7001 Chur
Tel. 081 250 45 61, Fax 081 252 98 58
kontakt@gebirgskantone.ch
www.gebirgskantone.ch

II. TROIS POINTS FAIBLES FONDAMENTAUX DU PROJET DE RÉVISION

1. Premier point faible : incohérence entre le respect des critères d'encouragement et les priorités d'encouragement

A. Critères du Conseil fédéral

Selon le Rapport explicatif (ci-après « RE »), le Conseil fédéral vise à encourager de manière efficace les installations suisses de production d'électricité issue d'énergies renouvelables, afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique sur le long terme (RE, p. 2). Le Conseil fédéral prévoit une mise en œuvre selon les critères suivants (RE, p. 8) :

- Développement : l'encouragement vise à augmenter la production d'électricité issue d'énergies renouvelables ;
- Efficacité : chaque franc investi est censé déclencher une augmentation maximale de capacité ;
- Sécurité de l'approvisionnement : l'encouragement doit servir à garantir l'approvisionnement électrique sur le long terme.

En s'appuyant sur ces objectifs, le Conseil fédéral propose différentes adaptations du système actuel d'encouragement.

B. Appréciation

1. *Développement*

Au point II./2. ci-dessous, nous expliquons pourquoi, en lien avec le « développement », une simple focalisation sur les valeurs indicatives selon l'art. 2 LEné n'est matériellement pas justifiable. La garantie de l'importante production hydraulique actuelle doit être qualifiée de développement, notamment selon le droit d'eau, le droit de l'environnement, le point de vue économique et partiellement le point de vue technique. En l'occurrence, le Conseil fédéral devra reconsidérer sa position.

2. *Impact sur l'environnement, efficacité*

Ces critères devront être considérés conjointement, car le système d'encouragement doit créer des incitations d'efficacité pour la production d'électricité renouvelable. Cela nécessitera en particulier une analyse et une pondération des différentes technologies. Dans le même temps, cela ne signifie pas qu'il faut opposer les technologies les unes aux autres. Les divers types de production d'électricité renouvelable doivent être encouragés conjointement, tout en priorisant le respect des critères prédéfinis. Une telle appréciation faisant défaut dans le projet de révision, elle est détaillée ci-après :

2.1 Bilan énergétique global

Parmi les types de production d'électricité en Suisse, l'énergie hydraulique est nettement la plus performante quant au bilan énergétique global, alors que les centrales au fil de l'eau obtiennent de meilleurs résultats que les centrales à accumulation. Comme le montrent les graphiques basés sur une étude des EPF^{1 2}, les installations hydroélectriques affichent le plus faible besoin énergétique global non renouvelable et le taux de retour énergétique (TRE) de loin le plus élevé³ :

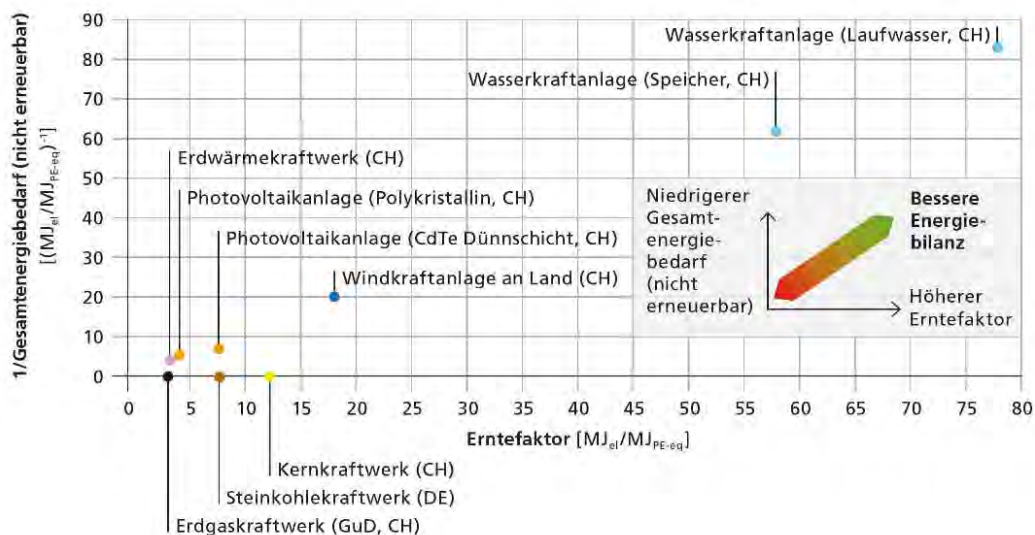


Abbildung 1: Die Gesamtenergiebilanz, ermittelt aus den Kennzahlen «Gesamtenergiebedarf (nicht erneuerbar)» und «Erntefaktor (EROI)», zeigt ein deutliches Bild: Die Wasserkraft schlägt alle übrigen Arten der Stromerzeugung um Längen. Doch auch Photovoltaik und Windkraft schneiden gut ab.

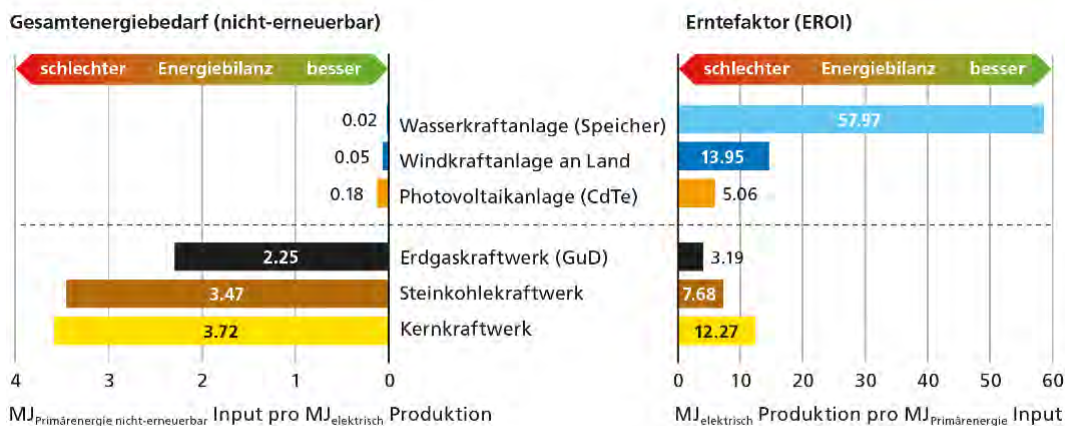


Abbildung 2: Die Resultate bzgl. Gesamtenergiebedarf und Erntefaktor zeigen deutlich die grosse Überlegenheit der Wasserkraft.

¹ ETH, Current and future energy performance of power generation technologies in Switzerland, April 2018 :

https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Energy-Performance-Switzerland-Report-EN.pdf

² SATW: Stromproduktion - Erneuerbare sind spitze : https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Gesamtenergiebilanz-DE.pdf

³ *Bilan énergétique global (non renouvelable) ou « Non-Renewable Cumulative Energy Demand »* : besoin cumulé d'énergie non renouvelable pour la construction et l'élimination d'une installation ainsi que pour la production d'électricité proprement dite. Pour les procédés de production fossile, il s'agit avant tout de l'énergie dans chaque combustible (gaz, charbon, uranium). *Taux de retour énergétique (TRE) ou « Energy Return on Energy Investment » (EROI)* : désigne le rapport entre l'électricité produite et l'énergie (« grise ») investie sur toute la durée de vie d'une installation, rapport qui devrait toujours être supérieur à 1.

2.2 Émissions de gaz à effet de serre

Comme le montre une étude comparative des technologies de l'Institut Paul Scherrer (PSI) mandatée par l'OFEN⁴, la production d'électricité issue de centrales hydroélectriques, de centrales nucléaires et d'éoliennes produit les plus faibles émissions de gaz à effet de serre.

En fait, on peut supposer que la plupart des autres technologies réduiront leurs émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050. Pourtant, même à cette date, la production hydraulique affichera encore et toujours les plus faibles émissions de gaz à effet de serre :

Tabelle 5: Treibhausgasemissionen von Stromproduktionstechnologien (in g CO₂eq/kWh), heute und im Jahr 2050.

Technologie	Neuanlagen	
	heute	2050
Laufkraftwerk	5-10	5-10
Speicherkraftwerk	5-15	5-15
Kleinwasserkraft	5-10	5-10
Windenergie Schweiz	8-27	5-30
Windenergie offshore	8-16	5-20
Fotovoltaik: multikristallin monokristallin Dünnschicht	39-69	7-45
	62-109	11-71
	25-43	8-30
Holzverbrennung und -vergasung	10-120	10-100
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹⁹	150-450	k.A.
Tiefengeothermie	nicht vorhanden	27-84
Kernenergie	10-20	5-40
Gaskombikraftwerk GuD	387-400	346-363
GuD mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	70-100
Erdgas-BHKW: 10 kW _{el} 1000 kW _{el}	583-633	546-601
	459-500	423-468
Brennstoffzellen: 1 kW _{el} 300 kW _{el}	560-780	440-570
	370-650	340-450
Kohlekraftwerke (Ausland)	823-1022	734-850
Kohlekraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	34-214

2.3 Efficacité (coûts / bénéfices)

L'étude susmentionnée du PSI⁵ comprend également une comparaison entre les coûts actuels et les coûts futurs de la production d'électricité pour les principaux types de centrales. Les coûts de production de l'électricité sont établis d'après la méthode des Levelized Costs of Electricity (LCOE). Par ailleurs, les futurs coûts sont capitalisés. Les composantes sont les suivantes : coût total lors de la construction, coûts d'exploitation sur toute la durée de vie (coûts de combustibles, frais fixes et variables d'utilisation et d'entretien), coûts de démantèlement à la fin de la durée de vie, coûts de capital (sont calculés de manière uniforme avec des intérêts du capital de 5%). Les écarts présentés reflètent la variabilité des coûts de production sur la base de conditions spécifiques au site d'implantation (par ex. rendements annuels d'installations PV et d'éoliennes), caractéristiques des technologies (par ex. rendements et puissances des centrales) et coûts de la biomasse. Les coûts induits par les émissions de CO₂ et autres

⁴ Potentiels, coûts et impact environnemental des technologies de production de l'électricité, OFEN, novembre 2017 (<https://www.ad-min.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-68703.html>)

⁵ Idem ; pour les détails, nous renvoyons au lien dans la note de bas de page 4 et au lien sur l'étude qui s'y trouve.

coûts externes ne sont pas pris en compte. Les coûts de production indiqués contiennent les bonus chaleur pour les CETE à biomasse et au gaz naturel, les piles à combustible et les installations agricoles au biogaz ; en général, ces technologies sont exploitées avec de la chaleur, de telle sorte qu'une partie des rejets de chaleur peut être vendue ou utilisée à l'interne.

Alors que les coûts de l'énergie hydraulique, des CETE à bois, des installations agricoles au biogaz et de la production d'électricité fossile ont tendance à augmenter d'ici à 2050, les coûts de revient du photovoltaïque diminueront de moitié, ceux de l'énergie éolienne un peu moins, *pour atteindre quasiment le niveau des coûts de la grande hydraulique en 2050*. Quant aux coûts de production d'électricité issue de centrales à gaz à cycle combiné, ils seront à peu près identiques à ceux de petites installations PV ou d'éoliennes, toutefois sans prise en compte des coûts de CO₂ (concernant les émissions de CO₂, nous renvoyons au chapitre 2.2 ci-dessus) :

Tabelle 2: Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz (in Rp./kWh) sowie offshore Windenergie im Ausland.

Technologie	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
Grosswasserkraft ⁹	7-30	7-30	7-30
Kleinwasserkraft	12-28	14-33	14-34
Windenergie Schweiz	13-21	10-17	9-15
Windenergie offshore	13-27	12-23	10-20
Fotovoltaik: 10 kW 1000 kW	18-31	9-22	8-19
	8-13	4-10	3-9
Holz-BHKW ¹⁰	18-36	18-41	18-45
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹¹	20-49	18-50	16-51
Tiefengeothermie ¹²	nicht vorhanden	16-58	13-47

3. **Sécurité de l'approvisionnement sur le long terme**

Comparativement à tous les autres types de production d'électricité renouvelable, l'énergie hydraulique est la *seule à posséder* l'avantage d'une capacité de stockage de grande envergure, techniquement efficace et sans pertes. Pour une future sécurité de l'approvisionnement sur le long terme, la capacité de stockage est absolument essentielle pour les raisons suivantes :

- **Capacité de stockage nécessaire pour « l'exploitation normale »**
La future production d'électricité aussi renouvelable que possible requiert la cohésion de toutes les technologies. Le vent et le soleil ayant une production stochastique (quand le vent souffle ou quand le soleil brille), les capacités de stockage à long terme sont indispensables pour une exploitation normale, afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement et la régulation du réseau, compte tenu de la volatilité croissante de la production solaire et éolienne. Seule l'énergie hydraulique est à même d'offrir une production renouvelable et constamment adaptée aux besoins.
- **Approvisionnement en électricité pendant le semestre d'hiver**
L'approvisionnement en électricité pendant les mois d'hiver a été au centre des discussions dans le cadre de la révision de la LapEl. Même un développement massif du photovoltaïque et de l'éolien ne suffit pas à garantir la sécurité de l'approvisionnement pendant le semestre d'hiver. En revanche, le développement des centrales à accumulation peut être une contribution efficace sur le long terme. En lien avec l'introduction éventuelle d'une « réserve stratégique » pour atteindre les objectifs climatiques, seule l'énergie hydraulique entre finalement en ligne de compte. Le photovoltaïque et l'éolien ne peuvent pas garantir une sécurité suffisante.

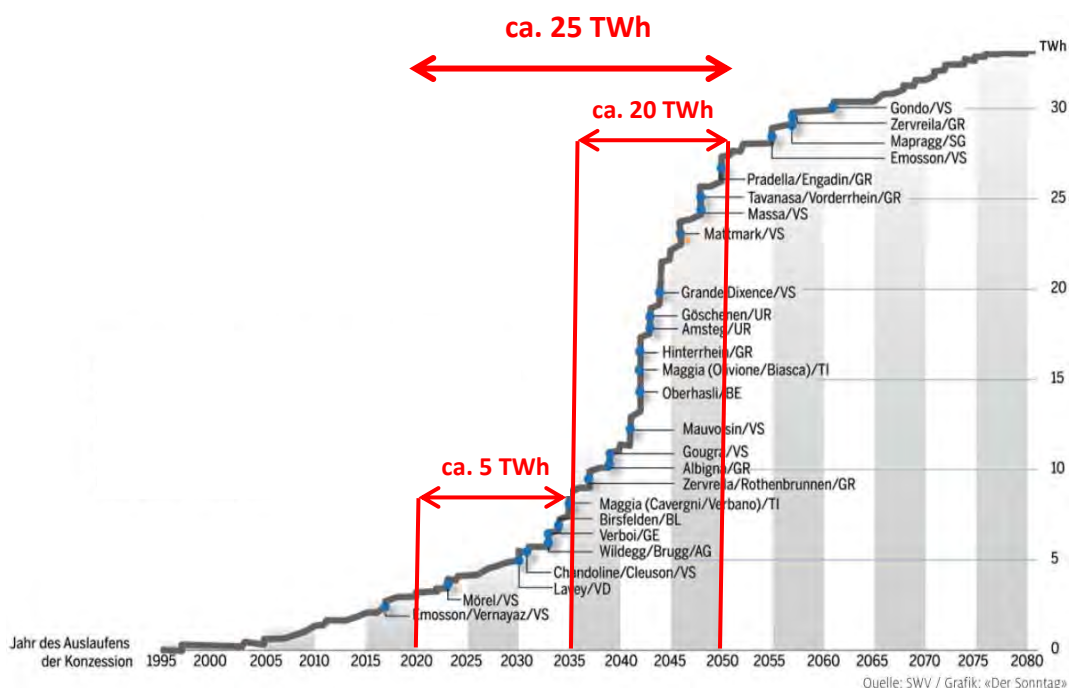
4. Résumé

En résumé, l'énergie hydraulique respecte globalement le mieux les critères définis par le Conseil fédéral. Néanmoins, deux tiers du supplément perçu sur le réseau de 2,3 ct./kWh doivent être investis dans le développement du photovoltaïque. Ainsi, l'encouragement ne répond pas aux critères fixés. Par conséquent, la CGCA estime qu'un **complément du système d'encouragement** est nécessaire. À ce propos, nous renvoyons aux paragraphes II./2. et II./3.

2. Deuxième point faible : erreur d'appréciation concernant la garantie de l'état existant de la production hydraulique

A. La garantie de la production actuelle est infiniment plus importante que tous les autres objectifs de développement réunis

1. Le deuxième point faible fondamental du projet de révision mis en consultation est la focalisation exclusive sur les objectifs de développement. L'énergie hydraulique est de loin la source la plus importante d'énergie renouvelable en Suisse. Actuellement, elle couvre en moyenne quelque 58% de la production suisse d'électricité. À l'avenir, pour garantir également la part importante de production d'électricité renouvelable actuelle (garantie de l'état existant), les renouvellements de concessions sont indispensables. Croire qu'ils sont une « simple évidence » serait une grave erreur pour des raisons de rentabilité, d'impact sur l'environnement et d'acceptation sociale. Les installations hydroélectriques, dont les concessions arrivent à terme et obtiennent une nouvelle concession ou s'auto-exploitent après l'exercice du retour, sont en fait considérées comme de **nouvelles installations** selon le droit d'eau, le droit de l'environnement, ainsi que du point de vue économique et technique.
2. C'est pourquoi il s'avère judicieux **d'accorder une priorité beaucoup plus importante** à la garantie de la production hydraulique actuelle dans le cadre de la révision de la LEne. Les objectifs de développement conformément à l'art. 2 LEne constituent incontestablement des éléments importants de la future politique suisse d'approvisionnement en électricité, en matière d'énergie et de climat. **La garantie de la production hydraulique actuelle est infiniment plus importante que tous les autres objectifs de développement réunis (garantie de l'état existant).** Pour utiliser les termes du Conseil fédéral (RE p. 20), elle est d'une « importance capitale » pour l'approvisionnement en énergies renouvelables. Jusqu'en 2050, on disposera globalement de quelque 25'000 GWh/an issus de l'énergie hydraulique.



Cela mène à la comparaison suivante entre les objectifs de développement 2050 pour la production d'électricité renouvelable selon l'art. 2, al. 1, LEné et le volume de l'état existant 2050 à garantir pour l'énergie hydraulique :

Comparaison entre les objectifs de développement ER (énergie hydraulique non comprise) d'ici à 2050 et la garantie de l'état existant de l'énergie hydraulique d'ici à 2050	
Objectifs de développement pour toutes les ER, énergie hydraulique non comprise	Garantie de l'état existant de l'énergie hydraulique
24'200 GWh	25'000 GWh

B. Le développement est nettement plus exigeant que celui décrit

4. Actuellement, la production nette moyenne escomptée d'électricité d'origine hydraulique est d'environ 35'500 GWh/an. En 2035, cette production doit atteindre au moins 37'400 GWh/an et en 2050 au moins 38'600 GWh/an (art. 2, al. 2, LEné). Cela présuppose un développement de la production hydraulique de 2'400 GWh/an, respectivement de 3'100 GWh/an, voire davantage. MAIS : le Conseil fédéral a l'intention d'opposer un contreprojet indirect à l'initiative excessive pour les glaciers. Selon les premières estimations, la valeur cible pour 2050 devrait être environ 50% (!) plus élevée que la valeur à la base de la SE 2050 (RE, p. 13).
5. Ces objectifs contraignants de développement ne peuvent toutefois pas être atteints uniquement par l'extension. Par ailleurs, lors de la poursuite de leur exploitation, les centrales hydroélectriques existantes doivent encore compenser la réduction de production résultant des débits résiduels minimaux et autres directives environnementales à respecter. Les opinions divergent quant à l'ampleur de cette réduction de la production. L'Office fédéral de l'énergie (**OFEN**) l'estime à 1'900 GWh/an à l'horizon 2050. En revanche, l'Association suisse pour l'aménagement des eaux (**ASAE**) présuppose, d'ici à 2050 et selon l'interprétation de la loi, une diminution de la production entre 2'300 GWh/an et 6'400 GWh/an. Il est donc très probable que l'accroissement effectif requis soit nettement plus élevé.
6. D'autre part, concernant les petites installations hydroélectriques, le Conseil fédéral présuppose un potentiel *théorique* d'environ 520 GWh/an et un potentiel *réaliste* de 75%, soit d'environ 390 GWh/an (RE, p. 15). Nous jugeons cette appréciation trop optimiste. La réalité montre en effet que les organisations de protection de l'environnement combattent opiniâtrement les projets de petites installations hydroélectriques, ce qui incite nombre de concepteurs à abandonner leurs projets, car ils n'ont ni le temps ni l'argent pour être impliqués dans des litiges juridiques. Au demeurant, ces centrales ne contribueraient que modestement au développement souhaité de la production d'électricité hivernale pour la sécurité de l'approvisionnement.

C. L'ensemble des dimensions pour garantir et accroître l'énergie hydraulique

7. Sur la base des explications ci-dessus, les dimensions suivantes sont mises en discussion en lien avec la future garantie et augmentation de la production hydraulique :

		2035	2050	
Garantie de l'état existant (en GWh/an)				
1	Garantie de la production hydraulique actuelle grâce aux renouvellements de concessions (→ il s'agit là de nouvelles installations selon le droit d'eau et le droit de l'environnement, ainsi que du point de vue économique et technique)	5'000 ¹⁾	20'000 ¹⁾	
2	./.. pertes de production dues aux débits résiduels minimaux et aux directives environnementales supplémentaires à respecter	./.. 810 – 1'620 ²⁾	./.. 1'090 ³⁾ – 4'790 ⁴⁾	
3	Garantie totale possible de l'état existant	3'380 – 4'190	15'210 – 18'910	
Accroissement (en GWh/an)			selon la SE 2050 (art. 2, al. 2, LEne)	avec le contreprojet indirect à l'initiative pour les glaciers
4	Directive d'accroissement selon les objectifs de développement contraignants	2'400	3'100	4'600 ⁵⁾
5	Accroissement nécessaire pour compenser les pertes dues aux débits résiduels minimaux et aux directives environnementales supplémentaires à respecter (= compensation de la position 2)	810 – 1'620 ²⁾	1'090 ³⁾ – 4'790 ⁴⁾	1'900 ³⁾ – 4'300 ⁴⁾
6	Total de l'accroissement effectivement nécessaire	3'210 – 4'020	4'090 – 7'890	6'500 – 8'900
7	Total de la garantie possible de l'état existant + accroissement (3 + 6)	3'590 – 8'210	19'300 – 25'400	21'710 – 28'810

1) Ordres de grandeur selon les points II./2./A./2 ci-dessus.

2) Fourchette selon les scénarios 1 à 4 de l'Association suisse pour l'aménagement des eaux (fiche d'information ASAE « Wasserkraft: Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen », 2018)

3) 1'900 GWh/an selon l'estimation dans l'étude de potentiel de l'OFEN d'août 2019 sous déduction de 810 GWh/an (scénario 1), respectivement selon l'ASAE pour la période jusqu'à 2035

4) Selon le scénario 4 de l'ASAE

5) Selon le RE, l'objectif de développement (valeur cible) en 2050 devrait être environ 50% plus élevé.



3. Troisième point faible : sécurité lacunaire dans la planification des centrales hydroélectriques existantes, mais nécessitant l’octroi d’une nouvelle concession

8. La réduction de la période d’encouragement d’ici à 2035 est le troisième point faible fondamental du projet de révision mis en consultation. Les estimations et décisions requises sur le long terme concernent notamment une période qui s’étend bien au-delà de l’année 2035.
9. Le projet de révision qui nous est soumis ne tient pas compte de cette réalité. Pour la sécurité de planification souhaitée par le Conseil fédéral, (RE, p. 7), l’augmentation (modeste) des contributions d’investissement ne suffira de loin pas. L’attribution de la compétence au Conseil fédéral, à l’art. 55 LEn, de procéder à des adaptations après 2035 ne suffira pas non plus. Ces ajustements arrivent effectivement beaucoup trop tard (cf. Graphique à la p. 2) en raison des nombreuses décisions à prendre, parfois bien avant 2035. Les négociations sur les nouvelles constructions et les renouvellements de concessions de centrales hydroélectriques exigent un délai de concrétisation de plusieurs années.
10. Concernant la garantie de l’importante production hydraulique actuelle, il s’agit de décisions d’investissement et d’un risque d’exploitation de 80 ans. On ne peut pas s’attendre à un investissement dans de tels projets sans la garantie d’un niveau élevé de fiabilité concernant l’amortissement.
11. C’est pourquoi notre Conférence exige de la part de la Confédération que, dans le cadre de la révision de la LEn, elle inscrive en plus des instruments proposés une clause générale telle une assurance, qui serve de filet de sécurité aux centrales hydroélectriques lors d’un cycle prolongé de prix plancher. Cet instrument doit être disponible exclusivement dans les périodes de crise et donc être utilisé uniquement et seulement aussi longtemps que cela s’avère effectivement nécessaire. Cet instrument pourrait également être lié à une obligation de prime et/ou de remboursement.
12. Aujourd’hui déjà, un tel instrument doit être inscrit dans la loi pour les raisons suivantes :
 - a) Ce type d’instrument encourage les sociétés exploitant des centrales hydroélectriques à se porter candidates pour le renouvellement d’une concession. Il est donc primordial de mener sérieusement et en temps opportun les investigations et les négociations visant à garantir l’importante production hydraulique actuelle.
 - b) Actuellement, cet instrument peut être conçu en toute quiétude, c’est-à-dire de manière réfléchie. En revanche, si le législateur n’aborde cette question que lorsque des problèmes surviendront, les solutions ne seront pas optimales.
13. Notre Conférence est intéressée par l’élaboration d’un tel mécanisme de couverture et disposée à y participer. On pourrait par exemple s’inspirer du système assimilable à un prêt Contract for Difference (CfD), d’un fonds de solidarité, d’une assurance d’approvisionnement ou de cautionnements. Il ne s’agit donc pas d’allouer activement des subventions, mais de fournir un filet de sécurité nécessaire uniquement en cas d’urgence.
14. La seule crainte que l’UE critiquerait un tel instrument (RE, ch. 3, p. 11) ne doit pas constituer un obstacle à sa conception intelligente et à sa mise en œuvre.
15. Lors de la conception détaillée de l’instrument, il s’agira d’une part de le rendre aussi euro-compatible que possible. D’autre part, le Conseil fédéral devra aussi annoncer clairement la couleur : lors des futures négociations concernant l’accord sur l’électricité, se portera-t-il garant ou pas, pour de tels instruments d’encouragement (peut-être) pas tout à fait euro-compatibles, à titre de « condition sine qua non » en faveur de l’importante énergie hydraulique. S’il n’est pas prêt à se porter garant, son attitude face à l’Accord-cadre devra également être remise en question.

16. L'actuelle prime de marché doit être maintenue pour résoudre les crises jusqu'à l'entrée en vigueur d'un mécanisme servant de filet de sécurité aux centrales hydroélectriques lors d'un cycle prolongé de prix plancher.

III. PHOTOVOLTAÏQUE ET ÉNERGIE ÉOLIENNE

1. Installations photovoltaïques

Sous réserve de la critique précitée concernant la priorisation dans le respect des dimensions mises en discussion, nous pouvons soutenir l'intention du Conseil fédéral d'accélérer le développement des installations PV. Ci-dessus (au haut de la p. 2), nous avons expliqué qu'il ne fallait pas opposer les technologies les unes aux autres. Les différents types de production d'électricité renouvelable doivent être encouragés conjointement. Pour ce faire, il faut un système d'encouragement qui tienne adéquatement compte des dimensions et des problèmes. Ou pour exprimer cette idée négativement : nous ne pourrions pas soutenir un système d'encouragement qui considère l'énergie hydraulique comme une simple auxiliaire d'exécution pour développer les installations PV.

Nous accueillons favorablement l'augmentation de l'efficacité d'encouragement grâce à l'introduction de mises aux enchères pour les grandes installations PV. Cela renforce l'efficacité des fonds d'encouragement mis sur pied. Par ailleurs, les grandes installations PV sont appropriées pour contribuer efficacement à la sécurité de l'approvisionnement. Toutefois, l'allocation de contributions d'encouragement aux grandes installations PV devrait encore être nettement priorisée en faveur de la production d'électricité pendant le semestre d'hiver.

Les grandes installations PV dans les régions de montagne disposent d'un potentiel considérable pour contribuer largement à la sécurité de l'approvisionnement (durée d'ensoleillement). Nous attirons néanmoins votre attention sur le fait que la réalisation de telles installations peut générer des conflits d'objectifs avec les objectifs de l'aménagement du territoire, de la protection de l'environnement, de la nature et du paysage. Ici, le Conseil fédéral doit avoir le courage de mettre des priorités. La formule incantatoire qui veut « concilier tous les intérêts » n'est guère utile en l'occurrence. Il s'agit de faciliter les décisions laissées à la discrétion des autorités locales. L'application pertinente de la discrétion sous-entend le respect et l'examen adéquat de tous les intérêts en présence. Cet examen doit cependant rester l'apanage des autorités in situ, sans l'ingérence d'organes fédéraux en raison de lignes directrices restrictives et/ou d'aides à l'exécution et recommandations détaillées, qui restreignent inutilement la marge d'appréciation sur place.

2. Énergie éolienne

En principe, l'énergie éolienne se prête également à la production d'électricité pendant le semestre d'hiver. Mais elle aussi se heurte à des résistances à cause de l'aménagement du territoire, de la protection de l'environnement, de la nature et du paysage. Les explications précédentes valent donc également pour l'autorisation d'éoliennes.

Les propositions présentées dans le projet de révision doivent être optimisées en ce qui concerne les contributions de projets et le seuil minimal d'encouragement. Les contributions de projets doivent être élargies et le seuil minimal d'encouragement devrait être abaissé à 5 MW.

IV. REMARQUES DE DÉTAIL

1. Remplacement du système de rétribution de l'injection par les contributions d'investissement

Nous renvoyons à nos commentaires ci-dessus. Nous considérons comme insuffisant le simple remplacement du système de rétribution de l'injection par les contributions d'investissement, et cela avec la focalisation unique sur une interprétation matériellement incompréhensible du « développement ». Le système d'encouragement doit de préférence :

- a) être fondamentalement reconsidéré, compte tenu que, pour les nombreux renouvellements de concessions en suspens (ou lors de la poursuite de l'exploitation par la communauté qui dispose de la force après l'exercice du retour), des centrales hydroélectriques existantes, il s'agit de nouvelles installations selon le droit d'eau, le droit de l'environnement, ainsi que du point de vue économique et technique ;
- b) être nouvellement pondéré et priorisé sur la base des critères définis par le Conseil fédéral : *impact sur l'environnement, efficacité et sécurité de l'approvisionnement sur le long terme*, et
- c) être complété par une mesure visant à garantir l'importante production hydraulique actuelle.

2. Mises aux enchères pour les grandes installations photovoltaïques

Nous saluons l'introduction de mises aux enchères pour les rétributions uniques des grandes installations PV, mais les paramètres doivent être définis plus simplement et avec une plus grande précision. Par ailleurs, l'allocation de contributions d'encouragement aux grandes installations PV doit encore être nettement priorisée en faveur de la production d'électricité pendant le semestre d'hiver. Ainsi, les mises aux enchères pour le développement du PV ne doivent pas être uniquement axées sur la production annuelle maximale, mais en plus de la production hivernale d'électricité, l'orientation est-ouest et les installations en façade devraient constituer des critères importants. Il est en effet essentiel d'ajuster la production et la consommation, afin de réduire le « peak-shaving » ou écrêtage de pointe.

3. Énergie hydraulique

3.1 Le système d'encouragement doit être priorisé et complété de manière sensiblement nouvelle

Comme expliqué en détail au Chapitre II, le système d'encouragement selon la politique de l'électricité nécessite non seulement une priorisation tout autre visant à garantir l'importante production hydraulique actuelle. Il doit encore être complété par un mécanisme de solidarité dans l'optique de nos commentaires ci-dessus au ch. II./3. Pour l'encouragement du développement, il faut encore avant tout se focaliser sur la production hivernale qui contribue à la sécurité de l'approvisionnement.

3.2 Aucune restriction des contributions d'investissement et de projets pour les rénovations notables

La CGCA estime qu'il faut renoncer à la limitation des contributions d'investissement à 5 MW au plus pour les rénovations notables d'installations hydroélectriques (cf. art. 26, al. 1, let c, de la LEné révisée). Par ailleurs, une contribution d'investissement doit pouvoir être allouée pour les études de projets de nouvelles installations hydroélectriques (d'une puissance d'au moins 1 MW), d'agrandissements notables d'installations (d'une puissance d'au moins 300 kW après l'agrandissement) et de rénovations notables d'installations (d'une puissance d'au moins 300 kW). Les contributions d'investissement doivent aussi pouvoir être allouées à une part du pompage-turbinage d'une installation.

In fine, l'art. 26, al. 7, de la LEné révisée, doit être adapté, de telle sorte que la désignation d'installations prioritaires englobe également les agrandissements notables d'une installation avec une puissance d'au moins 300 kW. Dans le même temps, il faudrait fixer explicitement que, dans la désignation de telles installations, l'aspect d'augmentation notable de la production

d'énergie renouvelable hivernale, respectivement de capacité d'augmentation notable du stockage d'énergie, soit notamment pris en compte.

3.3 *Suppression de l'examen des SNA pour la fixation des contributions d'investissement*

Nous approuvons ce changement de la loi au sens de simplification et de rationalisation des procédures.

3.4 *Augmentation du pourcentage d'encouragement pour la grande hydraulique de 0,1 à 0,2 ct./kWh*

3.5 *Nouvelle réglementation pour les installations prioritaires*

Ces deux mesures doivent être prises en considération conjointement. La réflexion à la base de ce « sous-système » pour le soutien accordé à la grande hydraulique est en principe compréhensible. Cependant, pour pouvoir émettre un avis définitif à ce sujet, le mécanisme de priorisation est formulé de manière encore trop vague (RE, p. 19). Mais on peut déjà affirmer avec certitude que l'augmentation de 0,1 ct./kWh du pourcentage d'encouragement est tout à fait insuffisante.

4. Contributions allouées pour les études de projets

Nous approuvons ce changement de la loi parce que de grands financements sont nécessaires jusqu'aux projets prêts à être réalisés, ce qui peut effrayer les investisseurs. Cela vaut aussi bien pour les centrales hydroélectriques que pour les centrales éoliennes. Pour les installations hydrauliques, il faut toutefois procéder à des modifications (cf. IV./3.2). D'autre part, pendant les nombreuses années du délai de concrétisation, les conditions d'encouragement peuvent changer, ce qui peut compromettre tout l'établissement des plans. Nous attirons néanmoins votre attention sur le fait que cette mesure d'encouragement, replacée dans un contexte global, n'est « qu'une goutte d'eau dans l'océan ».

5. Installations, véhicules et appareils fabriqués en série

Aucune remarque.

IV. RÉSUMÉ

Même si différents points de la révision de la LEné vont dans la bonne direction, notre Conférence estime que les points suivants en particulier **nécessitent un remaniement complet** :

Dans **le domaine de l'énergie hydraulique**, le système d'encouragement doit :

- a) être fondamentalement reconsidéré, compte tenu que, pour les nombreux renouvellements de concessions en suspens (ou les autorisations de projets lors de la poursuite de l'exploitation par la communauté qui dispose de la force après l'exercice du retour), de centrales hydroélectriques existantes, il s'agit de nouvelles installations selon le droit d'eau, le droit de l'environnement, ainsi que du point de vue économique et technique ;
- b) être nouvellement pondéré et priorisé sur la base des critères définis par le Conseil fédéral : *impact sur l'environnement, efficacité et sécurité de l'approvisionnement sur le long terme*.
- c) être complété par une mesure visant à garantir l'importante production hydraulique actuelle, et
- d) être maintenu dans sa conception actuelle le cas échéant, c'est-à-dire avec la prime de marché existante, jusqu'à l'entrée en vigueur d'un nouveau mécanisme servant de filet de sécurité aux centrales hydroélectriques lors d'un cycle prolongé de prix plancher.

Dans le **domaine du photovoltaïque**, le système d'encouragement doit être axé nettement plus fortement sur la production hivernale d'électricité lors de l'encouragement de grandes installations PV.

In fine, les contributions allouées pour **l'étude de projets de grandes installations** (en particuliers d'éoliennes) doivent être augmentées.

Nous vous demandons de prendre en compte nos exigences lors du remaniement du projet de révision.

Veuillez agréer, Madame la Présidente de la Confédération, Madame, Monsieur, nos meilleures salutations.

CONFÉRENCE GOUVERNEMENTALE DES CANTONS ALPINS

Le Président :



Roberto Schmidt

Le Secrétaire général :



Fadri Ramming

Copie envoyée par courriel à :

EnG@bfe.admin.ch



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Onorevole
Presidente della Confederazione Simonetta Sommaruga
Direttrice DATEC
Palazzo federale nord
3003 Berna

Coira, 26 maggio 2020

Revisione della legge sull'energia (LEne) – misure di promozione dal 2023

Parere

Onorevole Presidente della Confederazione,
Gentili signore, egregi signori,

ci avete concesso la possibilità di essere consultati in merito al progetto concernente la «Revisione della legge sull'energia (LEne) – misure di promozione dal 2023». Dopo aver preso visione della documentazione, la Conferenza dei governi dei Cantoni alpini (CGCA) – costituita dai Cantoni Uri, Obvaldo, Nidvaldo, Glarona, Grigioni, Ticino, Vallese e dai due Cantoni osservatori Appenzello Interno e Appenzello Esterno – desidera prendere posizione come segue:

A. INTRODUZIONE

La nostra Conferenza, pur condividendo l'obiettivo prefissato con la revisione della LEne di garantire la sicurezza necessaria per la pianificazione, creare incentivi agli investimenti e rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera, ritiene che la bozza di revisione presentata non tenga sufficientemente conto né dell'importanza dell'odierna produzione idroelettrica né della rilevanza della forza idrica ai fini del raggiungimento degli obiettivi di potenziamento tenuto conto dei criteri di incremento, efficienza e sicurezza dell'approvvigionamento, per cui sussiste una **significativa necessità di rivedere quanto suggerito**.

La proposta di revisione presentata contiene, per quanto concerne la forza idrica, le seguenti **tre criticità fondamentali**.

- ➡ **Incongruenza tra adempimento dei criteri di promozione e punti cardine della promozione.**
- ➡ **Errore di valutazione in merito alla salvaguardia delle odierne risorse di produzione di energia idroelettrica.**
- ➡ **Mancanza di sicurezza a livello di pianificazione per le centrali esistenti, ma vincolate al rilascio di una nuova concessione (riversione / nuove concessioni).**

Senza un adeguamento di questi punti fondamentali, la nostra Conferenza si vede **impossibilitata a condividere** la revisione della LEne. Riteniamo inoltre che siano necessarie anche alcune modifiche puntuali rispetto agli impianti fotovoltaici e all'energia eolica. Le nostre motivazioni sono le seguenti:

Presidente: Consigliere di Stato Roberto Schmidt
Segretario generale: lic. iur. Fadri Ramming

Hinterm Bach 6, Casella postale 539, 7001 Coira
Tel. 081 250 45 61, fax 081 252 98 58
kontakt@gebirgskantone.ch
www.cantonalpini.ch

II. TRE CRITICITÀ FONDAMENTALI DELLA REVISIONE PROPOSTA

1. Prima criticità: incongruenza tra adempimento dei criteri di promozione e punti cardine della promozione

A. I criteri del Consiglio federale

Secondo il rapporto esplicativo (qui di seguito: «RE») il Consiglio federale intende promuovere con la massima efficienza possibile gli impianti nazionali di produzione elettrica da fonti rinnovabili, al fine di assicurare a lungo termine la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico (RE, pag. 2). Il Consiglio federale si propone di realizzare tale obiettivo attraverso i criteri descritti qui di seguito (RE, pag. 8).

- Incremento: la promozione deve comportare un incremento della produzione di elettricità generata a partire da energie rinnovabili.
- Efficienza: per ogni franco investito dev'essere realizzato il massimo incremento possibile.
- Sicurezza dell'approvvigionamento: la promozione dev'essere finalizzata a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento a lungo termine.

Sulla base di questi criteri, il Consiglio federale propone quindi una serie di adeguamenti al sistema di promozione attuale.

B. Valutazione

1. Incremento

Al successivo punto II./2 spieghiamo perché, rispetto all'«incremento», non sia oggettivamente giustificato focalizzarsi unicamente sui valori indicativi di cui all'art. 2 LEn. Dal punto di vista dei diritti d'acqua e della legislazione ambientale, ma anche sul piano economico e in parte tecnico, la salvaguardia dell'attuale produzione idroelettrica di rilevanza sistemica va infatti qualificata come incremento. Da questo punto di vista il Consiglio federale deve rivedere la propria posizione.

2. Sostenibilità ambientale, efficienza

Visto che il sistema di promozione deve prevedere incentivi all'efficientamento della produzione elettrica da fonti di energia rinnovabili, tali criteri devono essere considerati come un tutt'uno. Se da un lato ciò implica soprattutto un'analisi e una ponderazione delle tecnologie, allo stesso tempo non significa che queste ultime debbano essere utilizzate le une contro le altre. Le diverse forme di produzione elettrica rinnovabile vanno incentivate congiuntamente, ma secondo un ordine di priorità definito in funzione dell'adempimento dei criteri prestabiliti. Nel progetto di revisione manca una simile valutazione, che viene pertanto illustrata qui di seguito.

2.1 Bilancio energetico totale

Tra le forme di produzione elettrica in Svizzera, la forza idrica è nettamente la migliore dal punto di vista del bilancio energetico totale, con le centrali ad acqua fluente che raggiungono valori superiori a quelle ad accumulazione. Come si evince dai grafici basati su uno studio a cura del PF^{1 2}, gli impianti idroelettrici possiedono il più basso fabbisogno energetico totale da fonti non rinnovabili e il ritorno energetico sull'investimento di gran lunga più elevato³:

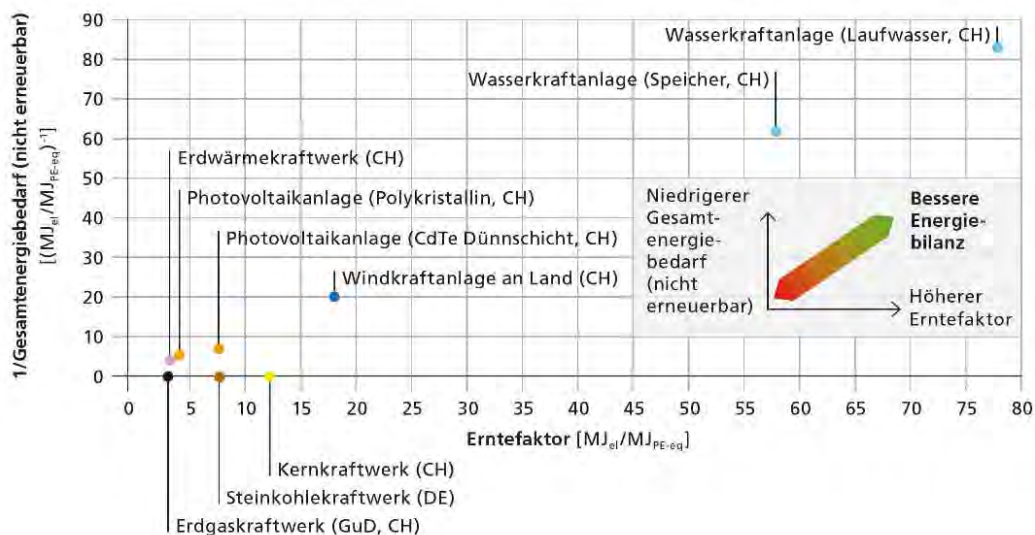


Abbildung 1: Die Gesamtenergiebilanz, ermittelt aus den Kennzahlen «Gesamtenergiebedarf (nicht erneuerbar)» und «Erntefaktor (EROI)», zeigt ein deutliches Bild: Die Wasserkraft schlägt alle übrigen Arten der Stromerzeugung um Längen. Doch auch Photovoltaik und Windkraft schneiden gut ab.

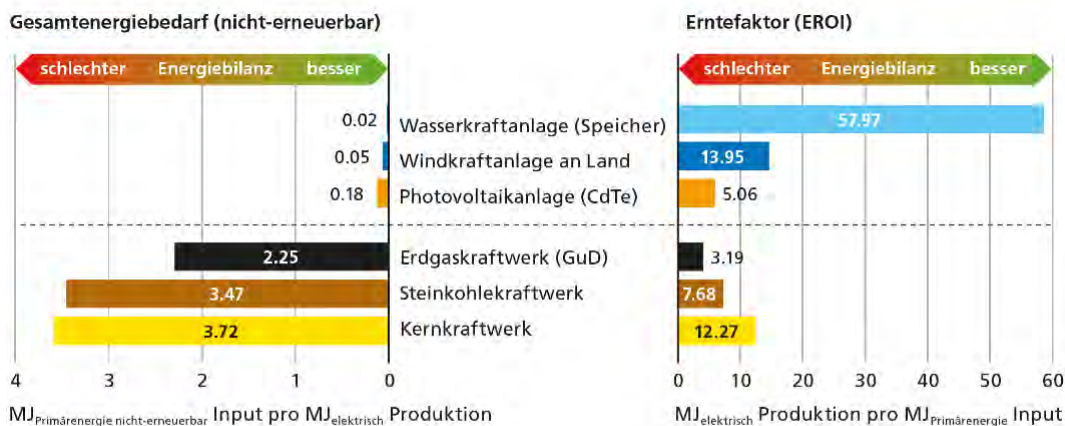


Abbildung 2: Die Resultate bzgl. Gesamtenergiebedarf und Erntefaktor zeigen deutlich die grosse Überlegenheit der Wasserkraft.

¹ ETH, Current and future energy performance of power generation technologies in Switzerland, aprile 2018:

https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Energy-Performance-Switzerland-Report-EN.pdf (in inglese)

² SATW: Stromproduktion - Erneuerbare sind spitze: https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Gesamtenergiebilanz-DE.pdf (in tedesco)

³ **Fabbisogno energetico totale (da fonti non rinnovabili) o «Non-Renewable Cumulative Energy Demand»:** fabbisogno accumulato di energia non rinnovabile per la costruzione e lo smaltimento di un impianto e per l'effettiva produzione elettrica. In caso di utilizzo di fonti fossili, si tratta principalmente dell'energia prodotta con il relativo combustibile (gas, carbone, uranio). **Ritorno energetico sull'investimento o «Energy Return on Energy Investment» (EROI):** descrive il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia investita («grigia») nell'intero arco di vita di un impianto; il suo valore dovrebbe essere sempre maggiore di 1.

2.2 Emissioni di gas serra

Come risulta da uno studio condotto dall'Istituto Paul Scherrer (PSI) su mandato dell'UFE⁴, nel confronto tra tecnologie la produzione elettrica delle centrali idriche e nucleari e delle turbine eoliche è quella che genera le minori emissioni di gas serra.

Sebbene per la maggior parte delle altre tecnologie si preveda una diminuzione delle loro emissioni di gas serra entro il 2050, la produzione idroelettrica continuerà a evidenziare i valori più bassi in tal senso:

Tabelle 5: Treibhausgasemissionen von Stromproduktionstechnologien (in g CO₂eq/kWh), heute und im Jahr 2050.

Technologie	Neuanlagen	
	heute	2050
Laufkraftwerk	5-10	5-10
Speicherkraftwerk	5-15	5-15
Kleinwasserkraft	5-10	5-10
Windenergie Schweiz	8-27	5-30
Windenergie offshore	8-16	5-20
Fotovoltaik: multikristallin monokristallin Dünnschicht	39-69	7-45
	62-109	11-71
	25-43	8-30
Holzverbrennung und -vergasung	10-120	10-100
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹⁹	150-450	k.A.
Tiefengeothermie	nicht vorhanden	27-84
Kernenergie	10-20	5-40
Gaskombikraftwerk GuD	387-400	346-363
GuD mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	70-100
Erdgas-BHKW: 10 kW _{el} 1000 kW _{el}	583-633	546-601
	459-500	423-468
Brennstoffzellen: 1 kW _{el} 300 kW _{el}	560-780	440-570
	370-650	340-450
Kohlekraftwerke (Ausland)	823-1022	734-850
Kohlekraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung	nicht vorhanden	34-214

2.3 Effizienz (costi / benefici)

Lo studio summenzionato del PSI⁵ illustra anche un confronto tra i costi di produzione elettrica odierni e futuri per le principali tipologie di centrali. Per il loro calcolo si è utilizzato il metodo dei Levelized Costs of Electricity (LCOE), attualizzando i costi futuri. Sono stati considerati i seguenti fattori: costo di costruzione totale in fase di edificazione, costi operativi sull'intero arco di vita dell'impianto (costi dei combustibili fossili, costi d'esercizio e di manutenzione fissi e variabili), costo di smantellamento a fine vita, costi del capitale (calcolati globalmente con un interesse sul capitale del 5%). I range rappresentati riflettono la variabilità dei costi di produzione in funzione delle specifiche condizioni del luogo (ad es. ricavi annuali degli impianti fotovoltaici e delle turbine eoliche), delle caratteristiche delle tecnologie (ad es. rendimenti e performance delle centrali) e dei costi della biomassa. I costi relativi alle emissioni di CO₂ e altri costi esterni non sono stati considerati. I costi di produzione indicati sono comprensivi dei

⁴ Costi, potenziale e impatto ambientale delle tecnologie per la produzione di energia elettrica, UFE, novembre 2017 (<https://www.ad-min.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa/msg-id-68703.html>)

⁵ Come sopra; per i dettagli si rimanda al link di cui alla nota a piè pagina 4 e al link allo studio in esso contenuto.

crediti termici per le centrali termoelettriche a gas e biomassa, le celle a combustibile e gli impianti agricoli di biogas; generalmente queste tecnologie sono pilotate a calore, per cui parte del calore residuo può essere venduto o recuperato internamente.

Mentre i costi relativi a idroelettrico, centrali termoelettriche a cippato, impianti agricoli di biogas e produzione da combustibili fossili tenderanno ad aumentare entro il 2050, i costi di produzione del fotovoltaico caleranno della metà e quelli dell'energia eolica un po' meno, *raggiungendo approssimativamente, entro tale anno, il livello di costi delle grandi centrali idroelettriche*. I costi di produzione dell'energia elettrica da centrali a gas a ciclo combinato saranno all'incirca pari a quelli dei piccoli impianti fotovoltaici o dell'eolico, ma senza considerare i costi del CO₂ (per quanto concerne le emissioni di CO₂ si rimanda tuttavia al precedente paragrafo 2.2).

Tabelle 2: Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz (in Rp./kWh) sowie offshore Windenergie im Ausland.

Technologie	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
Grosswasserkraft ⁹	7-30	7-30	7-30
Kleinwasserkraft	12-28	14-33	14-34
Windenergie Schweiz	13-21	10-17	9-15
Windenergie offshore	13-27	12-23	10-20
Fotovoltaik: 10 kW 1000 kW	18-31	9-22	8-19
	8-13	4-10	3-9
Holz-BHKW ¹⁰	18-36	18-41	18-45
Landwirtschaftliche Biogasanlagen ¹¹	20-49	18-50	16-51
Tiefengeothermie ¹²	nicht vorhanden	16-58	13-47

3. **Sicurezza di approvvigionamento a lungo termine**

Rispetto alle altre produzioni elettriche rinnovabili, la forza idrica ha il vantaggio *esclusivo* di poter essere immagazzinata in grande quantità, in maniera tecnicamente efficace e senza alcuna perdita. La possibilità di stoccaggio è di importanza cruciale per il futuro ai fini della sicurezza di approvvigionamento a lungo termine, per i seguenti motivi:

- **Possibilità di stoccaggio necessaria per l'«esercizio normale»**
Una produzione elettrica quanto più rinnovabile possibile, in futuro, presuppone un'interazione tra tutte le tecnologie. Poiché tuttavia la produzione eolica e solare sono di natura stocastica (avvengono soltanto quando soffia il vento e splende il sole), già in regime di funzionamento normale servono capacità di stoccaggio a lungo termine al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la regolazione della rete a fronte di una produzione eolica e solare sempre più volatile. Soltanto l'idroelettrico è in grado di offrire tutto ciò nella quantità necessaria e in maniera del tutto rinnovabile.
- **Approvvigionamento elettrico nel semestre invernale**
Nel corso della revisione della LEn si è affrontato il tema dell'approvvigionamento elettrico nei mesi invernali. Ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento nel semestre invernale, anche un potenziamento forzato del fotovoltaico e dell'eolico è utile soltanto fino a un certo limite. Incrementando l'apporto delle centrali ad accumulazione, invece, si può fornire un contributo efficace e di lungo periodo in tal senso. E, da ultimo, l'idroelettrico è l'unica possibilità anche rispetto all'eventuale introduzione di una «riserva strategica» – se si vogliono realizzare gli obiettivi climatici. Il fotovoltaico e l'eolico, infatti, non sono in grado di offrire la sicurezza necessaria.

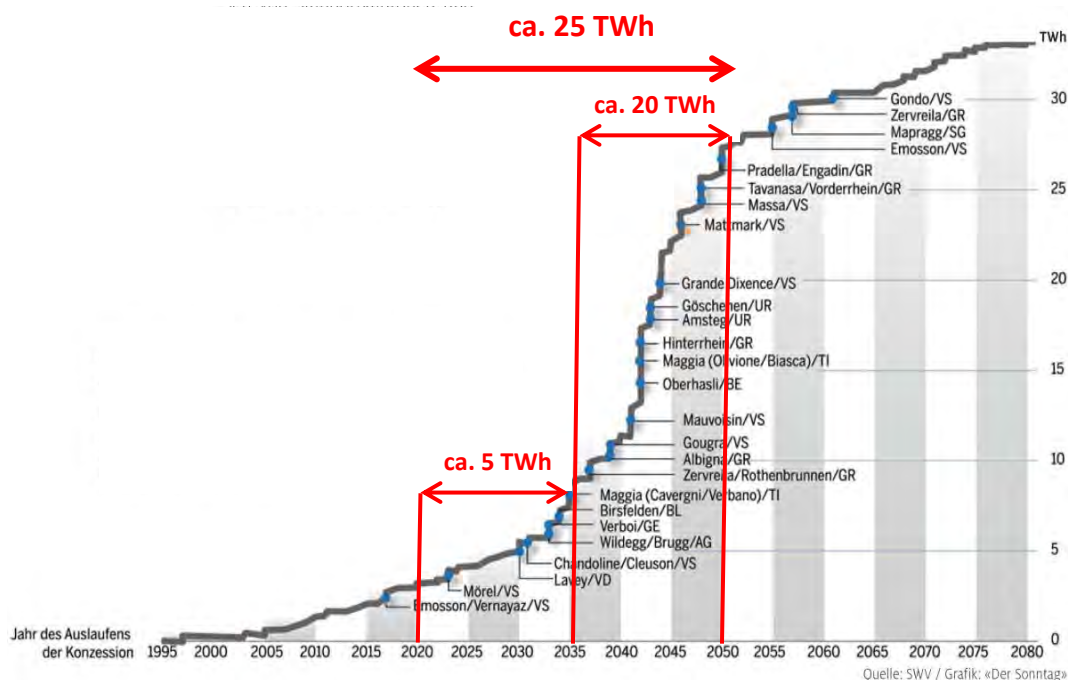
4. Sintesi

In sintesi si evidenzia come, nel complesso, la forza idrica sia la risorsa in grado di soddisfare al meglio i criteri fissati dal Consiglio federale. Ciò nonostante è previsto che due terzi del supplemento di rete di 2,3 ct./kWh vengono destinati al potenziamento del fotovoltaico. La promozione non coincide pertanto con criteri stabiliti. La CGCA ritiene dunque che sia necessaria un'**integrazione del sistema di promozione**, in merito alla quale rimandiamo ai seguenti paragrafi II./2 e II./3.

2. Seconda criticità: errore di valutazione in merito alla salvaguardia delle odierne risorse di produzione di energia idroelettrica

A. La salvaguardia della produzione attuale è infinitamente più importante della somma di tutti gli obiettivi di incremento

1. La seconda criticità fondamentale insita nel progetto di revisione presentato è la focalizzazione unicamente sugli obiettivi di potenziamento. La forza idrica è di gran lunga la fonte di energia rinnovabile più importante della Svizzera. Oggi copre, in media, circa il 58% della produzione elettrica nazionale. Affinché questa quota di produzione elettrica rinnovabile di rilevanza sistemica rimanga tale anche in futuro (salvaguardia delle risorse esistenti), occorre procedere a un rinnovo delle concessioni. Considerarlo un mero «automatismo» sarebbe un grave errore di valutazione dal punto di vista della redditività, della sostenibilità ambientale e del consenso sociale. Gli impianti idroelettrici le cui concessioni sono in scadenza e devono essere rinnovate o che, una volta esercitata la riversione, vengono gestiti autonomamente devono infatti essere qualificati come **impianti nuovi** sotto il profilo economico, tecnico, dei diritti d'acqua e della legislazione ambientale.
2. Oggettivamente, quindi, nell'ambito della revisione della LEn è opportuno **attribuire una priorità decisamente maggiore** alla salvaguardia della produzione idroelettrica attuale. Gli obiettivi di potenziamento di cui all'art. 2 LEn costituiscono indubbiamente dei tasselli importanti della futura politica energetica, climatica e di approvvigionamento elettrico della Svizzera. **Infinitamente più importante della somma di tutti gli obiettivi di potenziamento, tuttavia, è la tutela dell'odierna produzione idroelettrica (salvaguardia delle risorse esistenti).** Essa è – per usare le parole del Consiglio federale (RE, pag. 20) – di «notevole importanza» per l'approvvigionamento energetico da fonti rinnovabili. Entro il 2050, infatti, vi saranno complessivamente a disposizione circa 25 000 GWh/a di energia idroelettrica.



Ne deriva il seguente confronto tra gli obiettivi di potenziamento della produzione elettrica rinnovabile al 2050, secondo l'art. 2 cpv. 1 LEnE, e l'ordine di grandezza della salvaguardia delle risorse da garantire, al 2050, sul fronte dell'idroelettrico:

Confronto tra obiettivi di potenziamento ER (senza idroelettrico) al 2050 e salvaguardia risorse idroelettriche al 2050	
Obiettivi di potenziamento per tutte le ER <u>tranne</u> idroelettrico	Salvaguardia risorse idroelettriche
24 200 GWh	25 000 GWh

B. L'incremento è notevolmente più complesso di quanto illustrato

4. La produzione netta media prevista per l'idroelettrico è attualmente pari a circa 35 500 GWh/a. Entro il 2035 andrà potenziata ad almeno 37 400 GWh/a ed entro il 2050 ad almeno 38 600 GWh/a (art. 2 cpv. 2 LEnE), il che significa un incremento della produzione idroelettrica rispettivamente di 2400 GWh/a e 3100 GWh/a. TUTTAVIA: il Consiglio federale ha intenzione di presentare una controproposta all'iniziativa estrema per i ghiacciai. Dalle prime stime emerge che il valore di potenziamento al 2050 sarà di ben il 50 per cento (!) maggiore rispetto al target alla base della SE 2050 (RE pag. 13).
5. Questi obiettivi di potenziamento vincolanti, tuttavia, non possono essere realizzati con il solo incremento. Per le centrali idroelettriche esistenti occorre inoltre, nell'ottica di una prosecuzione dell'esercizio, compensare la minore produzione risultante dai quantitativi minimi di acqua residua da rispettare e dall'adempimento di altri vincoli ambientali. Sull'entità di questa minore produzione le opinioni sono divergenti. L'Ufficio federale dell'energia (**UFE**) parla di 1900 GWh/a entro il 2050. L'Associazione svizzera di economia delle acque (**ASEA**), invece, prevede che entro il 2050 la minore produzione si attesterà – a seconda dell'interpretazione della legge – tra 2300 GWh/a e 6400 GWh/a. Pare abbastanza certo, dunque, che l'incremento effettivamente necessario sarà notevolmente superiore.
6. Sul fronte delle centrali idroelettriche di piccole dimensioni, inoltre, il Consiglio federale presuppone un potenziale *teorico* pari a circa 520 GWh/a e uno *realistico* del 75%, ossia di circa 390 GWh/a (RE pag. 15) – una valutazione a nostro avviso troppo ottimistica. La realtà, infatti, è che le organizzazioni ambientaliste si oppongono con veemenza ai progetti di piccole centrali, il che induce molti progettisti a rinunciare, non avendo né tempo né denaro da investire in queste controversie legali. Per inciso, questi impianti dovrebbero contribuire soltanto in misura irrisoria al potenziamento della produzione elettrica invernale auspicato ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento.

C. L'intera dimensione della salvaguardia e del potenziamento dell'idroelettrico

7. Alla luce di quanto sopra, in relazione alla salvaguardia e al potenziamento della produzione idroelettrica futura occorre esaminare le seguenti dimensioni:

		2035	2050	
Salvaguardia delle risorse esistenti (in GWh/a)				
1	Salvaguardia della produzione idroelettrica esistente mediante il rinnovo delle concessioni (→ dal punto di vista economico, tecnico, dei diritti d’acqua e della legislazione ambientale si tratta di nuovi impianti)	5000 ¹⁾	20 000 ¹⁾	
2	./. Perdite di produzione a causa dei quantitativi minimi di acqua residua da rispettare e di altri vincoli ambientali	./. 810 – 1620 ²⁾	./. 1090 ³⁾ – 4790 ⁴⁾	
3	Totale possibile salvaguardia delle risorse esistenti	3380 – 4190	15 210 – 18 910	
Incremento (in GWh/a)			secondo SE 2050 (art. 2 cpv. 2 LEne)	con controproposta indiretta all’iniziativa per i ghiacciai
4	Parametro di incremento secondo gli obiettivi di potenziamento vincolanti	2400	3100	4600 ⁵⁾
5	Incremento necessario per compensare le perdite dovute ai quantitativi minimi di acqua residua da rispettare e ad altri vincoli ambientali (= compensazione della voce 2)	810 – 1620 ²⁾	1090 ³⁾ – 4790 ⁴⁾	1900 ³⁾ – 4300 ⁴⁾
6	Totale incremento effettivamente necessario	3210 – 4020	4090 – 7890	6500 – 8900
7	Totale possibile salvaguardia delle risorse esistenti + incremento (3 + 6)	3590 – 8210	19 300 – 25 400	21 710 – 28 810

1) Ordini di grandezza secondo i precedenti punti II./2./A./2.

2) Range secondo scenari 1 – 4 dell'Associazione svizzera di economia delle acque (scheda informativa ASEA «Wasserkraft: Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen, 2018, in tedesco)

3) 1900 GWh/a secondo la stima di cui allo studio sul potenziale dell'UFE di agosto 2019 meno 810 GWh/a (scenario 1) o, secondo ASEA, per il periodo fino al 2035

4) Secondo scenario ASEA 4

5) Secondo il RE il valore di potenziamento al 2050 (target) dovrebbe essere maggiore di circa il 50%.

3. Terza criticità: mancanza di sicurezza a livello di pianificazione per le centrali esistenti, ma vincolate al rilascio di una nuova concessione

8. La terza criticità fondamentale insita nel progetto di revisione presentato è la riduzione del periodo di finanziamento al 2035. Le valutazioni e le decisioni di lungo periodo necessarie per il rinnovo delle concessioni abbracciano infatti un orizzonte temporale che va ben oltre quell'anno.
9. La bozza di revisione presentata non tiene conto di questa realtà. Per garantire la sicurezza di pianificazione auspicata dal Consiglio federale (RE pag. 6), il (modesto) incremento dei contributi d'investimento non è assolutamente sufficiente. Non basta nemmeno attribuire al Consiglio federale, all'art. 55 LEné, la competenza di concedere adeguamenti per il periodo successivo al 2035. Questi aggiustamenti, infatti, sono decisamente troppo tardivi per le numerose decisioni da prendere, in alcuni casi, molto tempo prima del 2035 (cfr. grafico a pag. 2). Le trattative sulla costruzione di nuove centrali idroelettriche e sui loro rinnovi richiedono tempistiche di preparazione di svariati anni.
10. Per quanto concerne la salvaguardia dell'attuale produzione idroelettrica di rilevanza sistemica, si tratta di decisioni d'investimento e di un rischio operativo che abbracciano un arco di tempo di 80 anni. Non ci si può aspettare da nessuno che investa in simili progetti senza avere una prospettiva di ammortamento quanto più affidabile possibile.
11. La nostra Conferenza esige pertanto dalla Confederazione che, nell'ambito della revisione della LEné, oltre agli strumenti proposti stabilisca un meccanismo di tutela simil-assicurativa che funga da rete di sicurezza per le centrali idroelettriche in caso di fasi prolungate di prezzi bassi. Tale strumento dovrà essere a disposizione soltanto in tempi di crisi e quindi essere utilizzato solo ed esclusivamente quando necessario. Eventualmente lo si può abbinare anche a un obbligo di premio e/o di rimborso.
12. Un simile strumento dev'essere disciplinato sin da ora dalla legge per i seguenti motivi:
 - a) Incentiva le società di gestione delle centrali elettriche a richiedere il rinnovo delle concessioni. È dunque di fondamentale importanza per effettuare con la dovuta serietà e tempestività i chiarimenti e le trattative del caso al fine di salvaguardare l'attuale produzione idroelettrica di rilevanza sistemica.
 - b) La configurazione di questo strumento può essere definita oggi in tutta tranquillità, ossia in maniera ben ponderata. Se invece il legislatore si occupa della questione soltanto all'insorgere di problemi, le soluzioni saranno tutt'altro che ottimali.
13. La nostra Conferenza è interessata e disposta a partecipare alla definizione di un simile meccanismo di tutela. Si potrebbe pensare, ad esempio, di mutuare alcuni aspetti dal sistema del Contract for Difference (CfD), simile al meccanismo del mutuo, da un fondo di garanzia, un'assicurazione sull'approvvigionamento o dalle fidejussioni. Non si tratta dunque di erogare sovvenzioni attivamente, bensì di predisporre una rete di salvataggio a cui ricorrere soltanto in caso di necessità.
14. Il semplice timore che l'UE possa dimostrarsi critica nei confronti di un simile strumento (RE, n. 3, pag. 11) non deve rappresentare un ostacolo alla sua configurazione e implementazione intelligente.
15. Nel definire in dettaglio lo strumento si tratta, da un lato, di configurarlo in maniera tale che sia quanto più compatibile possibile con il diritto europeo. Dall'altro, il Consiglio federale deve anche decidere se – nel quadro dei futuri negoziati per un accordo sull'energia elettrica – intenda farsi o meno garante di simili strumenti di promozione (eventualmente) non del tutto conformi alla disciplina europea a favore dell'idroelettrico di rilevanza sistemica, nell'ottica di una «conditio sine qua non». In assenza di una tale disponibilità occorrerà anche rivedere l'atteggiamento nei confronti dell'accordo quadro.

16. Finché non entrerà in vigore un nuovo meccanismo che funga da rete di sicurezza per le centrali idroelettriche in caso di fasi prolungate di prezzi bassi, il premio di mercato attualmente esistente dovrà rimanere in essere come soluzione in caso di crisi.

III. FOTOVOLTAICO ED EOLICO

1. Impianti fotovoltaici

L'intenzione del Consiglio federale di accelerare il potenziamento degli impianti fotovoltaici può essere sostenuta dai sottoscritti, ferma restando la critica precedentemente espressa in merito alla definizione di priorità alla luce delle dimensioni considerate. In precedenza (pag. 2) abbiamo sottolineato come le tecnologie non debbano essere usate le une contro le altre. Le varie forme di produzione elettrica rinnovabile devono essere promosse congiuntamente. Occorre tuttavia un sistema di incentivazione che tenga adeguatamente conto delle dimensioni e dei problemi. O, per esprimere questo concetto in chiave negativa: non saremmo in grado di sostenere un sistema di incentivazione che consideri l'idroelettrico come un mero ausilio al raggiungimento dell'obiettivo di potenziamento degli impianti fotovoltaici.

Siamo a favore di un efficientamento della promozione attraverso l'introduzione di aste per gli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni, il che a sua volta aumenta l'efficienza delle risorse stanziare. Nello specifico, inoltre, gli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni sono idonei a contribuire in maniera efficace alla sicurezza dell'approvvigionamento. L'erogazione di sussidi a favore degli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni dovrebbe tuttavia essere destinata in via prioritaria a incentivare la produzione elettrica nel semestre invernale.

I grandi impianti fotovoltaici delle regioni di montagna hanno notevoli potenzialità di contribuire in misura superiore alla sicurezza dell'approvvigionamento (durata dell'irraggiamento solare). Anche in questo caso, tuttavia, segnaliamo che nella realizzazione di questi impianti possono insorgere conflitti d'interesse con eventuali esigenze di pianificazione territoriale, tutela ambientale e protezione della natura e del paesaggio. A questo proposito il Consiglio federale deve avere il coraggio di intervenire con una linea chiara. Alle autorità locali dev'essere accordato maggiore potere decisionale. Esercitare in maniera opportuna la discrezionalità significa tenere conto di tutti gli interessi in campo e di una loro adeguata ponderazione. Quest'ultima, tuttavia, deve competere alle autorità locali e non essere frutto di rigide discipline legali e/o intricate guide metodologiche e raccomandazioni da parte dei servizi federali, che non fanno altro che limitare inutilmente il potere discrezionale in loco.

2. Energia eolica

In linea di principio anche l'energia eolica si addice alla produzione elettrica nel semestre invernale. Anch'essa, tuttavia, incontra resistenze per ragioni di pianificazione territoriale, tutela ambientale e protezione della natura e del paesaggio. Quanto espresso in precedenza vale dunque in pari misura anche per l'autorizzazione di impianti eolici.

Le proposte di revisione presentate devono essere ottimizzate sia rispetto ai contributi di progettazione sia in riferimento ai limiti inferiori di finanziamento. I primi devono essere estesi, i secondi dovrebbero essere abbassati a 5 MW.

IV. OSSERVAZIONI DI DETTAGLIO

1. Sostituzione del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità con contributi d'investimento

Si rimanda alle nostre precedenti affermazioni. La mera sostituzione del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità con contributi d'investimento, focalizzata soltanto su una comprensione oggettivamente incompleta del concetto di «incremento», è da considerarsi insufficiente. Il sistema di promozione va invece:

- a) ripensato radicalmente alla luce del fatto che, nel caso dei numerosi imminenti rinnovi di concessione (o della prosecuzione dell'attività in autonomia dopo l'esercizio della riversione) per le centrali idroelettriche esistenti, si tratta – dal punto di vista economico, tecnico, dei diritti d'acqua e della legislazione ambientale – di nuovi impianti;
- b) riponderato alla luce dei criteri fissati dal Consiglio federale di *sostenibilità ambientale, efficienza e sicurezza di approvvigionamento a lungo termine*, definendo le priorità, e
- c) integrato con una misura a salvaguardia dell'attuale produzione idroelettrica di rilevanza sistemica.

2. Aste per impianti fotovoltaici di grandi dimensioni

L'introduzione di aste per le remunerazioni uniche degli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni è accolta favorevolmente, ma i parametri devono essere definiti in modo più semplice e preciso. L'erogazione di sussidi a favore degli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni, inoltre, dev'essere destinata in via prioritaria a incentivare la produzione elettrica nel semestre invernale. Le aste per il potenziamento del fotovoltaico, quindi, devono tenere conto non solo della produzione annua massima ma, oltre alla produzione elettrica invernale, anche l'orientamento est-ovest e gli impianti su facciate dovrebbero rappresentare criteri importanti. In altre parole è fondamentale allineare il più possibile la produzione ai consumi al fine di ridurre il «peak shaving».

3. Idroelettrico

3.1 *Necessità di ridefinire le priorità e integrare in maniera significativa il sistema di promozione*

Come illustrato approfonditamente al capitolo II, il sistema di promozione della politica in materia di elettricità necessita non solo di una ridefinizione significativa delle priorità volta a salvaguardare l'attuale produzione idroelettrica di rilevanza sistemica. È necessaria anche un'integrazione con un meccanismo di tutela nell'ottica di quanto da noi illustrato al precedente punto II./3. Per quanto concerne la promozione dell'incremento, l'attenzione va posta soprattutto sulla produzione invernale, che contribuisce alla sicurezza dell'approvvigionamento.

3.2 *Nessuna limitazione dei contributi d'investimento e di progettazione per i rinnovamenti consistenti*

Dal punto di vista della CGCA è necessario desistere dall'idea di limitare il contributo d'investimento a un massimo di 5 MW in caso di rinnovamento considerevole di impianti idroelettrici (cfr. art. 26 cpv. 1 lett. c progetto LEn). Il contributo d'investimento dev'essere esteso anche alla progettazione di nuovi impianti idroelettrici (con una potenza di almeno 1 MW), agli ampliamenti considerevoli di impianti (con una potenza di almeno 300 kW dopo l'ampliamento) e ai rinnovamenti considerevoli (con una potenza di almeno 300 kW). Anche per la quota di pompaggio-turbinaggio di un impianto devono poter essere erogati contributi d'investimento.

Infine, l'art. 26 cpv. 7 progetto LEn va modificato in maniera tale che la designazione di impianti prioritari comprenda anch'essa gli ampliamenti considerevoli di un impianto con una potenza di almeno 300 kW. Allo stesso tempo occorrerebbe stabilire esplicitamente che, nella designazione

di tali impianti, si consideri soprattutto l'aspetto di un incremento considerevole della produzione di energia rinnovabile invernale o della capacità di incrementare considerevolmente lo stoccaggio di energia.

3.3 *Abolizione dell'esame degli SNA nella determinazione dei contributi d'investimento*

Possiamo acconsentire a questa novità nell'ottica di una semplificazione e razionalizzazione dei processi.

3.4 *Aumento della quota di promozione a favore degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni da 0,1 a 0,2 ct./kWh*

3.5 *Nuove norme per gli impianti prioritari*

Queste due misure vanno considerate congiuntamente. L'idea alla base di questo «sottosistema» di promozione delle grandi centrali idroelettriche è sostanzialmente condivisibile. Per poter esprimere un parere definitivo in merito, tuttavia, il meccanismo di definizione delle priorità è abbozzato in maniera ancora troppo vaga (RE, pag. 19). Ciò che però si può già affermare con decisione è che l'incremento della quota di promozione di 0,1 ct./kWh è assolutamente insufficiente.

4. Contributi di progettazione

Siamo favorevoli a tale novità, dal momento che finché il progetto non è concretamente realizzabile occorrono ingenti finanziamenti a monte, il che potrebbe spaventare gli investitori. Ciò dicasi tanto per le centrali idroelettriche quanto per quelle eoliche. Per gli impianti idroelettrici occorrono tuttavia alcuni adeguamenti (cfr. IV./3.2). Durante gli svariati anni di preparativi, inoltre, le condizioni di promozione potrebbero cambiare, mandando a monte tutti i piani. Precisiamo comunque che questa misura di incentivazione, considerata nel contesto generale, rappresenta soltanto una «goccia in un mare».

5. Informazioni su impianti, veicoli e apparecchi prodotti in serie

Nessuna osservazione.

IV. SINTESI

Anche se vari punti della revisione della LEné vanno nella giusta direzione, la nostra Conferenza individua una **significativa necessità di rivedere** soprattutto i punti riportati di seguito.

Per quanto concerne l'**idroelettrico**, il sistema di promozione dev'essere:

- a) ripensato radicalmente alla luce del fatto che, nel caso dei numerosi imminenti rinnovi di concessione (o delle autorizzazioni dei progetti in caso di prosecuzione dell'attività in autonomia dopo l'esercizio della riversione) per le centrali idroelettriche esistenti, si tratta – dal punto di vista economico, tecnico, dei diritti d'acqua e della legislazione ambientale – di nuovi impianti;
- b) Riponderato alla luce dei criteri fissati dal Consiglio federale di *sostenibilità ambientale, efficienza e sicurezza di approvvigionamento a lungo termine*, definendo le priorità,
- c) integrato con una misura a salvaguardia dell'attuale produzione idroelettrica di rilevanza sistemica, e
- d) nella sua configurazione odierna, ossia con premio di mercato, eventualmente mantenuto finché non entrerà in vigore un nuovo meccanismo che funga da rete di sicurezza per le centrali idroelettriche in caso di fasi prolungate di prezzi bassi.

Per quanto concerne il **fotovoltaico**, il sistema di promozione degli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni dev'essere decisamente più orientato alla produzione elettrica invernale.

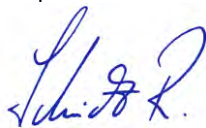
Infine occorre estendere i **contributi di progettazione per gli impianti di grandi dimensioni** (nello specifico gli impianti eolici).

Vi saremmo grati se teneste conto delle nostre richieste nel corso della revisione del progetto.

Distinti saluti

CONFERENZA DEI GOVERNI DEI CANTONI ALPINI

Il presidente:



Roberto Schmidt

Il segretario generale:



Fadri Ramming

Copia via mail a:

EnG@bfe.admin.ch



CH-3003 Bern, WEKO

Bundesamt für Energie BFE
3003 Bern

Per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch
Unser Zeichen: 041.1-00089/spi/sup
Direktwahl: 058 465 37 49
Bern, 30.06.2020

041.1-00089: Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Trachsel
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Einladung zur Stellungnahme im Rahmen der oben genannten Vernehmlassung und führen dazu gerne Folgendes aus:

Einleitende Bemerkungen

1. Die Wettbewerbskommission (WEKO) nimmt im Vernehmlassungsverfahren Stellung zu Entwürfen von rechtsetzenden Erlassen des Bundes, die den Wettbewerb beschränken oder auf andere Weise beeinflussen.¹ Ihren gesetzesmässigen Auftrag wahrnehmend beschränkt sich die WEKO vorliegend auf eine Stellungnahme zu den aus wettbewerblicher Sicht relevanten Punkten. Daraus kann nicht abgeleitet werden, dass nicht kommentierte Gesetzesbestimmungen aus anderen Überlegungen zu unterstützen oder abzulehnen wären.
2. Im Rahmen der Revision des EnG² ist vorgesehen, dass nach dem Auslaufen der heutigen kostendeckenden Einspeisevergütungen Ende 2022 für bestimmte erneuerbare Energien über einen längeren Zeithorizont (bis 2035) Investitionsbeiträge von 40 % bis maximal 60 % ausgerichtet werden sollen. Weiter sollen zur Erreichung der Richtwerte der Energiestrategie 2050 (ES 2050) bestehende Fördermassnahmen ausgebaut und um fünf weitere Jahre bis 2035 verlängert werden. Diese Unterstützungsmassnahmen zugunsten der Produzenten von erneuerbaren Energien sollen vollumfänglich von den Endkundinnen und Endkunden über den

¹ Art. 46 Abs. 1 des Bundesgesetzes über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen (Kartellgesetz, KG; SR 251).

² Energiegesetz vom 30.9.2016 (EnG; SR 730.0).

Netzzuschlagsfonds finanziert werden. Die WEKO orientiert sich bei der Beurteilung der geplanten Gesetzesänderungen am Grundsatz, dass Regulierungen generell wettbewerbsneutral auszugestalten sind. Dies bedeutet, dass Staatseingriffe nicht ohne zwingendes Erfordernis Marktteilnehmer bevorzugen oder benachteiligen sollten. Dabei ist insbesondere auf die Technologieneutralität bzw. Technologieoffenheit von Erlassen und Massnahmen zu achten. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Verbreitung neuer erwünschter Technologien verunmöglicht wird.

3. Im Rahmen der ES 2050 soll der Umstieg auf erneuerbare Energien erfolgen, um die umweltbedingte Energiebelastung in der Schweiz zu reduzieren. In diesem Kontext sind im EnG bestimmte zeitliche Vorgaben für den Ausbau dieser Technologien verankert.³ Die WEKO die in der ES 2050 formulierten Ziele als politische Zielsetzungen und Massnahmen gegen den Klimawandel und stellt diese vorliegend nicht in Frage. Das Augenmerk wird jedoch auf eine möglichst den Wettbewerb nicht verzerrende und im ökonomischen Sinn effiziente Zielerreichung gerichtet.

4. Aus wettbewerblicher Sicht sollten zur Erreichung der vom Gesetzgeber definierten Ziele der ES 2050 möglichst **wettbewerbsneutrale Massnahmen** vorgesehen werden, damit zumindest in gewissen Märkten in den Bereichen der Stromerzeugung und -versorgung trotz der diversen heute schon bestehenden regulatorischen Vorgaben (insb. technologiespezifische Subventionsmassnahmen) ein Restwettbewerb erhalten werden kann, der u. a. Anreize für innovative Produkte setzt und zu kosteneffizientem Verhalten anregt. Mit den vorliegend vorgeschlagenen Massnahmen wird der Grundsatz der Technologieneutralität im Bereich der erneuerbaren Energien bewusst ignoriert.

5. Die neuerdings beabsichtigte Revision des EnG hängt insbesondere damit zusammen, dass einige primär aus dem Umfeld der Energiewirtschaft stammende Akteure respektive deren Eigentümer in der Vernehmlassung zur Revision des StromVG⁴ zwar die «vollständige Marktöffnung» im Bereich der Stromversorgung befürworteten; allerdings *nur unter der Prämisse*, dass die langfristigen Investitionsanreize für den Zubau von inländischen erneuerbaren Energien verstärkt werden.⁵ **Insofern hängen die Inhalte der angedachten Revisionen des StromVG und des EnG direkt und eng miteinander zusammen. Daher sollten diese Inhalte formell nicht in separaten Gesetzgebungsprojekten behandelt werden.** Über den Ausbau und die Verlängerung des Fördermodells für inländische erneuerbare Energien kann aus funktioneller Sicht kein Beschluss gefällt werden, solange unklar ist, ob und wann die «vollständige Strommarktöffnung» erfolgen wird. Überdies ist in der Revision des StromVG neuerdings auch eine Änderung von Art. 15 EnG vorgesehen, die künftig unter anderem einen Einfluss auf die Höhe der **Investitionsbeiträge** für neue (PV-Anlagen) haben könnte; die Ausgestaltung des Fördermodells für erneuerbare Energien ist ein zentrales Thema des Energiegesetzes. Über die vorgesehene Änderung von Art. 15 EnG im Rahmen der Revision des StromVG kann daher nicht ohne Berücksichtigung allfälliger Änderungen am Fördersystem aufgrund der Revision des EnG entschieden werden. Aus diesem Grund vertritt die WEKO die Auffassung, dass die «vollständige Strommarktöffnung» den eidgenössischen Räten und den Kommissionen **nicht später** zur Behandlung überwiesen werden soll als die allfällige Revision des EnG. Zudem sollte eine **gemeinsame Behandlung** der Inhalte der Revisionen des StromVG und des EnG in den Räten angestrebt werden.

³ Vgl. 2 EnG.

⁴ Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23.3.2007 (Stromversorgungsgesetz, StromVG; SR 734.7).

⁵ UVEK, Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung vom September 2019 (zit. Vernehmlassungsbericht), 15 f.

Wichtigste Anliegen aus wettbewerblicher Sicht

6. Allfällige neue Massnahmen zur Erreichung der vom Gesetzgeber in der ES 2050 definierten Ziele, u.a. die Stärkung der erneuerbaren Energien, sind möglichst wettbewerbs- und technologie-neutral auszugestalten und sollten hinreichende Anreize für kosteneffizientes Verhalten setzen, womit auch den Vorgaben des Gesetzgebers in Art. 30 Abs. 5 EnG entsprochen wird, wonach nach dem Auslaufen der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem Ende 2022 ein marktnahes Modell eingeführt werden soll. Aus wettbewerblicher Sicht sollte auf die Fortführung des bisherigen Subventionssystems, das der Technologie-neutralität nicht genügend Rechnung trägt, verzichtet werden.

7. **Spätestens** nach dem Auslaufen der letzten auf Subventionen basierenden Fördermassnahmen **ab 2031** sollte ein marktnahes und wettbewerbs- bzw. technologie-neutraleres System (z. B. ein Lenkungssystem oder ein Quotensystem mit Zertifikatshandel) zur Gewährleistung des Zubaus von erneuerbaren Energien eingeführt werden. Auf die Verlängerung der Ausrichtung von Investitionsbeiträgen von 2031 bis 2035 sei zu verzichten.

8. Ein Ausbau und eine Fortführung des **bisherigen**, auf Subventionen basierenden **Fördersystems** sei **möglichst technologie-neutral und kosteneffizient** auszugestalten: Auf die Verdoppelung der maximalen Investitionsbeiträge für Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauchsregelung sei zu verzichten. Erneuerungen von Klein(st)wasserkraftanlagen seien ab 2023 nicht mehr finanziell zu unterstützen. Zudem sei auf eine rein mengenbasierte Priorisierung der Grosswasserkraft anhand der Jahresproduktionsmenge zu verzichten. Stattdessen sei bei der Priorisierung in erster Linie auf die Kosten pro erzeugte Energieeinheit abzustellen.

9. Bei der Bestimmung des individuellen Förderbeitrags seien auch künftig die **nicht amortisierbaren Mehrkosten** miteinzubeziehen, um Überförderungen und Mitnahmeeffekte zu verhindern.

Grundsätzliches: Systemwechsel zu einem möglichst wettbewerbs- und technologie-neutralen Modell zur Erreichung der Ziele der ES 2050 anstreben, welches auf marktwirtschaftlichen Mechanismen beruht

Antrag:

Die WEKO beantragt, dass neue Massnahmen zur Erreichung der vom Gesetzgeber in der ES 2050 definierten Ziele möglichst wettbewerbs- und technologie-neutral ausgestaltet werden und Anreize zu kosteneffizientem Verhalten setzen.

Es sei in Art. 38 EnG vorzusehen, dass **spätestens ab dem Jahr 2031** ein umfassendes und marktnahes System zur Erreichung der Ziele der ES 2050 eingeführt wird; beispielsweise ein Lenkungssystem und/oder ein Quotensystem mit Zertifikatshandel. Art. 38 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1, 2 und 4 EnG seien zu streichen.

Auf eine Verlängerung des bestehenden, auf Subventionen für bestimmte Technologien basierenden Fördermodells um fünf weitere Jahre bis Ende 2035 sei zu verzichten.

Im Erläuternden Bericht sei in Ziffer 1.2 *ausführlich* auf alternative und gegenüber der Förderung mittels Investitionsbeiträgen markt- und wettbewerbsnähere Massnahmen zur Erreichung der Ziele der ES 2050 sowie auch deren *Vorzüge* einzugehen (z. B. Lenkungssystem und/oder Quotensystem mit Zertifikatshandel). Insbesondere seien die mit den verschiedenen möglichen *alternativen Modellen* einhergehenden voraussichtlichen *Kosten* jenen des **ab 2023** weiterzuführenden beabsichtigten Fördersystems gegenüberzustellen. Dabei sei an dieser Stelle und in Kapitel 6.1.2. des Erläuternden Berichts auch auf die voraussichtlichen Kosteneinsparungen bei Einführung eines Lenkungssystems gemäss einer **Studie der ETH Zürich** vom Februar 2017 Bezug zu nehmen.

Begründung:

Nachteile eines auf Subventionen basierenden Fördersystems

10. Durch den Ausbau und die Weiterführung des Fördersystems zur Erreichung der vom Gesetzgeber im Rahmen der ES 2050 festgelegten Ziele für erneuerbaren Energien wird der Wettbewerb zwischen den verschiedenen Energieerzeugungstechnologien langfristig verzerrt. Insofern soll auch künftig darauf verzichtet werden, anstelle der Ausschüttung von Subventionen gesetzliche Anreize für den Zubau und Verbrauch von möglichst kostengünstigen erneuerbaren Energien zu setzen. Stattdessen führen die vorgesehenen technologiespezifischen Unterstützungsleistungen zu Gunsten bestimmter Stromproduzenten zu erheblichen kosten- seitigen Auswirkungen zulasten der Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden; vom UVEK werden Mehrkosten gegenüber dem geltenden Recht von 2,8 Milliarden Franken von 2023 bis 2035 zur Diskussion gestellt.⁶ Zudem führen die zurzeit vorgesehenen Massnahmen zur Erreichung der Ziele der ES 2050 (insb. der zu erwartende erhöhte Ausbau der Photovoltaik) zu grossen Herausforderungen für den Netzausbau und die Netzstabilität und stellen – aufgrund des nach wie vor rein auf die Förderung von einzelnen Technologien ausgerichteten Ansatzes zum Ausbau von inländischen erneuerbaren Energien – die Zukunft eines wettbewerbsorientierten Energiebinnenmarktes insgesamt in Frage. Daher ist aus Sicht der WEKO – wenn kurzfristig nicht möglich, so zumindest mittelfristig – eine Heranführung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an den Markt und eine anschliessende Marktintegration unabdingbar.

11. Der Ansatz der Einspeisevergütungen im EnG mit Vergütungsdauern zwischen 15 und 25 Jahren⁷ bietet den Investoren eine hohe Sicherheit. Da die Einspeisetarife gesetzlich fixiert sind, tragen die Investoren lediglich das mengenmässige Risiko, das bei Photovoltaik und Windkraft vor allem von den Wetterbedingungen abhängt. Das typische unternehmerische Risiko, das sich auf Nachfrage-, Wettbewerbs- und Preisentwicklungen sowie technischen Fortschritt bezieht, tragen die Investoren hingegen aufgrund der staatlich fixierten Einspeisevergütung nicht. Stattdessen werden diese unternehmerischen Risiken hauptsächlich von den Stromverbraucherinnen und -verbrauchern und den konventionellen Stromerzeugern übernommen.⁸ Durch den heutigen Ansatz im EnG, die Einspeisevergütung nach Erzeugungstechnologien zu differenzieren, entfällt der Wettbewerbsdruck zwischen Stromerzeugern, welche unterschiedliche Energieträger nutzen, da Unterschiede und Veränderungen in den jeweiligen Kostenstrukturen, welche auf dem genutzten Energieträger basieren, nicht zeitnah berücksichtigt werden können. Vor diesem Hintergrund bestehen Anreize, dass sich nicht die kostengünstigsten und effizientesten Arten der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien durchsetzen, sondern jene, die unter Berücksichtigung der möglichen finanziellen Förderung die höchste Rendite versprechen.⁹ Weiter ist zu berücksichtigen, dass die vom Gesetzgeber festgelegten Ziele der ES 2050 mit der Einspeisevergütung weniger treffsicher erreicht werden als

⁶ Das BFE beziffert die jährlichen Mehrkosten von 2023 bis und mit 2035 auf 215 Mio. CHF pro Jahr; vgl. Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023), Entwurf des Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage vom März 2020 (zit. Erläuternder Bericht), 28 f. Nebst diesen Mehrkosten für den Ausbau und die Weiterführung des bisherigen Fördersystems von CHF 2,8 Mrd. CHF (13 x 215 Mio. CHF) müsste **zusätzlich** das Einsparungspotential berücksichtigt werden, welches sich potentiell mit einem Systemwechsel erzielen liesse; unten *ad* Alternative: Lenkungssystem.

⁷ Anhänge 1.1 bis 1.5 der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien vom 1.11.2017 (Energieförderungsverordnung, EnFV; SR 730.03).

⁸ Monopolkommission, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten der Monopolkommission gemäss § 62 Abs. 1 EnWG (zit. Sondergutachten Monopolkommission), Rz 225; https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf (29.5.2020).

⁹ Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften, Wie soll Strom aus erneuerbaren Energien gefördert werden? 1. Aufl. vom August 2012 (zit. SATW), 15; https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW_Foerderinstrumente_DE.pdf (29.5.2020); URS MEISTER, Grundlegende Reform der KEV. Wie erneuerbare Energien besser in den Strommarkt integriert werden können, avenir standpunkte (zit. MEISTER, Reform der KEV), 2 ff.; <https://www.avenir-suisse.ch/publication/grundlegende-reform-der-kev/> (29.5.2020).

mit anderen Förderinstrumenten, da nur im Nachhinein festgestellt werden kann, wie viel Strom aus erneuerbaren Energien tatsächlich produziert wurde. Zudem sollten Ziele auch übertroffen werden können – eine reine Subventionspolitik liefert hierzu keinerlei Anreize.¹⁰ Daher begrüsst es die WEKO, dass die *bestehenden* Einspeisevergütungen nach ihrem gesetzlichen Auslaufen Ende 2022 nicht verlängert werden, sondern durch anderweitige Massnahmen ersetzt werden sollen.

12. Mit der Revision des EnG wird beabsichtigt, die bis anhin stattfindende technologiespezifische Förderpolitik von einzelnen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien grundsätzlich weiterzuführen und diverse Massnahmen weiter auszubauen. Nach dem Auslaufen des Einspeisevergütungssystems Ende 2022 soll der Zubau der Photovoltaik, von Windkraftwerken, von Gross- und Kleinwasserkraftwerken sowie von Biomasse-Anlagen neu mittels **Investitionsbeiträgen von bis zu 60 %** gefördert werden. Zwar orientieren sich Investitionsbeiträge im Gegensatz zu kostendeckenden Einspeisevergütungen nicht an den *gesamten* Gesteungskosten, sondern decken nur einen bestimmten *Teil* der Investitionskosten. Dies vermag jedoch nichts daran zu ändern, dass es sich nach wie vor um **Subventionen** handelt¹¹, welche den Wettbewerb insbesondere unter den verschiedenen geförderten erneuerbaren Energien verfälschen. **Die Förderung bestimmter Technologien mittels Investitionsbeiträgen ist keine marktnahe und wettbewerbsneutrale Lösung.** Die technologiespezifische Förderpolitik verhindert einen Wettbewerb unter den Technologien, bei dem sich die kostengünstigsten erneuerbaren Energiequellen durchsetzen. Für die Erreichung der Ziele der ES 2050 müssen dadurch unnötig hohe Kosten aufgewendet werden. Ein derartiges Fördermodell setzt zudem keine besonderen Anreize, um in die Forschung und Entwicklung zu investieren und Innovationen zu schaffen.

13. Längerfristig geeignete Fördermassnahmen sollten die technische und wirtschaftliche Entwicklung der unterstützten neuen Technologie sowie deren Markteinführung beschleunigen und Anreize zu kosteneffizientem Verhalten setzen.¹² Aus Sicht der WEKO sollten zur Erreichung der Ziele der ES 2050 bevorzugt Instrumente zum Einsatz kommen, die eine *kosteneffiziente* Förderung von verschiedenen erneuerbaren Energien mit hohen Investitionsanreizen erlauben, ohne dass das Förderinstrument auf eine spezifische Technologie fokussiert. Anbieter und Verbraucher sollten vielmehr in Abhängigkeit der Preissignale, die sich dezentral auf den Märkten bilden, entscheiden, ob und welche erneuerbaren Energien sie am Markt absetzen bzw. beziehen wollen.

Keine hinreichende Auseinandersetzung mit alternativen Unterstützungsmodellen sowie keine Berücksichtigung der Kosteneffizienz beim Entscheid über das künftige Fördersystem

14. Zurzeit finden sich im Erläuternden Bericht lediglich sehr kurze Ausführungen zu alternativ in Frage kommenden Modellen zur Erreichung der Ziele der ES 2050, ohne dass sich der Erläuternde Bericht hinreichend zu deren Vorzügen äussern würde. Ebenso wenig werden fundierte Aussagen dazu gemacht oder aktuelle Analysen präsentiert, die sich dazu äussern würden, weshalb auch nach dem Auslaufen der kostendeckenden Einspeisevergütungen für bestimmte Technologien am bisherigen Subventionssystem mit **Ausgaben von jährlich (aktuell) rund 1,3 Milliarden Franken** (2,3 Rp./kWh) im Rahmen des Netzzuschlagfonds **langfristig** festgehalten werden soll und weshalb für die Zeit ab 2023 für diese Technologien ein auf marktwirtschaftlichen Mechanismen beruhendes System (bspw. eine Lenkungsabgabe) zur Erreichung der Ziele der ES 2050 nicht zumindest zur Diskussion gestellt werden darf. Es

¹⁰ SATW (Fn 9), 7.

¹¹ Sowohl bei der Einspeisevergütung als auch bei der Leistung von Investitionsbeiträgen handelt es sich um Subventionen, konkreter um Finanzhilfen. Finanzhilfen sind geldwerte Vorteile zur Förderung oder Erhaltung einer vom Subventionsempfänger selbstgewählten privaten Aufgabe; vgl. PETER HETTICH/SIMONE WALTHER, Rechtsfragen um die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Elektrizität aus erneuerbaren Energien, in: ZBl Nr. 3/2001, 143-171, 162 f.

¹² SATW (Fn 9), 16.

wird lediglich *pauschal* darauf hingewiesen, dass alternative Modelle wie Kapazitätsmärkte oder ein Quotenmodell gegenüber dem bisherigen Fördermodell einen «*Systembruch mit negativen Auswirkungen*» darstellen würden und für Projektanten die Kontinuität und Vorausssehbarkeit entscheidend sei.¹³ Da die Ziele der ES 2050 auch mit markt- und wettbewerbsnäheren Massnahmen als Subventionen sowie entsprechend geringeren Kosten eingehalten werden könnten, ist es konzeptionell nicht erforderlich, dass die Fortdauer des bestehenden Fördersystems an die Ziele für das Jahr 2035 gekoppelt und dieses daher um fünf zusätzliche Jahre fortgesetzt wird.¹⁴

15. Für die neuerdings angestrebte Revision des EnG wurde *sehr kurzfristig* nach dem Bundesratsbeschluss von Ende September 2019 eine Vorlage erarbeitet, welche den Ausbau und die Weiterführung des bisherigen, auf Subventionen basierenden Fördersystems bis (*mindestens*) 2035 beinhaltet. Wir gehen daher davon aus, dass sich das UVEK basierend auf den heutigen Gegebenheiten noch nicht vertieft mit alternativen Unterstützungsmodellen auseinandergesetzt hat, mit denen die mit der ES 2050 verfolgten Ziele innert derselben Zeit, jedoch wettbewerbsneutraler, kosteneffizienter und mit geringerem Ressourcenaufwand erreicht werden könnten.

16. Der vom UVEK weiterzuführen beabsichtigte Förderansatz berücksichtigt lediglich **einseitig** die Interessen von potentiellen Investoren in inländische erneuerbare Energien, ohne den Interessen der Endkundinnen und Endkunden, welche die Subventionen zugunsten der Produzenten vollumfänglich zu bezahlen haben, angemessen Rechnung zu tragen.¹⁵ Zudem verzögert dieser Ansatz weiterhin die Entwicklung eines funktionierenden Wettbewerbs für Strom mit ökologischem Mehrwert. Bei der Umsetzung der angedachten *reinen* Subventionsmassnahmen kann von einer *möglichst effizienten Förderung*, welche dem Bundesrat gemäss dem Erläuternden Bericht ein zentrales Anliegen sein soll¹⁶, nicht die Rede sein.

17. Subventionen sind nicht die einzige Möglichkeit, um eine länger andauernde Preissicherheit für potentielle Investoren von erneuerbaren Energien zu schaffen und ihnen bereits vor Fertigstellung der Produktionsanlage eine hinreichende Rendite zu garantieren. Investoren in erneuerbare Energien haben etwa auch die Möglichkeit, den Versorgern und Industriekunden als potentiellen Grossabnehmern ihres Stroms einen langfristigen Abnahmevertrag (Power Purchase Agreement, PPA)¹⁷ mit flexibler und variabler Preisausrichtung anzubieten, wie dies in der EU (insbesondere aufgrund der gesunkenen Produktionskosten im Bereich Photovoltaik) vermehrt geschieht.¹⁸

18. Im Erläuternden Bericht wird neuerdings darauf hingewiesen, dass die UREK-N im Februar 2020 die Parlamentarische Initiative UREK-N 20.401 «Unterstützung für Fotovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch» angenommen habe. Sie habe sich damit im Grundsatz klar für eine

¹³ Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023), Entwurf des Erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage vom März 2020 (zit. Erläuternder Bericht), 8.

¹⁴ Erläuternder Bericht (Fn 6), 3.

¹⁵ Demgegenüber würde den Endkundinnen und Endkunden bei Einführung eines verursachergerecht ausgestalteten Lenkungssystems zumindest ein Teil ihrer Abgaben rückerstattet; vgl. unten, ad Alternative: Lenkungssystem.

¹⁶ Erläuternder Bericht (Fn 6), 8.

¹⁷ Ein PPA («Stromkaufvereinbarung») ist ein oft langfristiger Stromliefervertrag zwischen zwei Parteien, meist zwischen einem Stromproduzenten und einem Stromabnehmer (Stromverbraucher oder Stromhändler). Im PPA werden alle Konditionen geregelt – etwa der Umfang der zu liefernden Strommenge, die ausgehandelten Preise, die bilanzielle Abwicklung und die Strafen bei Nichteinhaltung des Vertrags. Da mit PPAs Marktpreisrisiken reduziert werden können, finden sie insbesondere bei grossen Stromverbrauchern sowie bei *geplanten* grossen Investitionen in den Aufbau oder Weiterbetrieb von Anlagen der Erneuerbaren Energien Anwendung; <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa> (29.5.2020).

¹⁸ <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/erneuerbare-energien-solarstrom-schafft-den-durchbruch-ohne-subventionen/25510520.html?ticket=ST-4807918-tLHs6KW7HhV3TB9E6rTI-ap6> (29.5.2020).

Weiterführung des bisherigen, auf Subventionen basierenden Fördersystems ausgesprochen. Wir erlauben uns den Hinweis, dass sich der betreffende Vorstoss einzig auf *PV-Anlagen ohne Eigenverbrauchsregelung* bezieht, die aufgrund der bestehenden Regulierungsvorgaben gegenüber den PV-Anlagen mit Eigenverbrauch finanziell schlechter gestellt sind. In der parlamentarischen Initiative wird zudem keine Verlängerung des bestehenden Fördersystems um weitere fünf Jahre gefordert, wie dies in der Vorlage der Verwaltung vorgesehen ist. Somit lässt sich darin keine **generelle** Zustimmung des Gesetzgebers hinsichtlich der Weiterführung des bisherigen Fördersystems bis mindestens Ende 2035 erkennen.

Alternative: Lenkungssystem

19. In einem Bericht des BFE an den Bundesrat aus dem Jahr 2014 ist festgehalten, die ES 2050 sehe vor, das Fördersystem in einer ersten Etappe beizubehalten und zu optimieren und in einer zweiten Etappe durch ein Lenkungssystem abzulösen. In einer späteren Phase (ab 2021) solle das Fördersystem für die erneuerbare Stromproduktion dann gänzlich durch Lenkungsmechanismen abgelöst werden.¹⁹ Im Rahmen eines Lenkungssystems würde von den Endkundinnen und Endkunden anstelle des Netzzuschlags eine Abgabe für den Bezug von nicht ökologisch nachhaltig produziertem Strom erhoben. Anders als gemäss dem aktuellen Fördermodell werden die Erträge der Lenkungsabgabe werden nicht an bestimmte Produzenten verteilt, sondern vollständig an Haushalte und Unternehmen rückvergütet.²⁰ In der Vernehmlassung zur Botschaft über ein Klima- und Energielenkungssystem, die von Mitte März bis Mitte Juni 2015 durchgeführt wurde, stiess das Lenkungssystem insgesamt auf breite Zustimmung. Lediglich in Bezug auf die konkrete Ausgestaltung der angedachten Verfassungsbestimmung wurden teils Vorbehalte angebracht.²¹ Zudem wurde im Jahr 2016 in der Parlamentsdebatte im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der ES 2050 im Nationalrat etwa festgehalten, dass nach dem Auslaufen des Einspeisevergütungssystems (Ende 2022) die Subventionen durch ein markt- und wettbewerbsnäheres System abgelöst werden müssten.²²

20. Das Parlament lehnte zwar im Frühjahr 2017 den Umsetzungsvorschlag des Bundesrats auf Verfassungsstufe zur Einführung eines Lenkungssystems ab.²³ Daraus darf jedoch nicht abgeleitet werden, dass der Gesetzgeber die Weiterführung eines kaum marktwirtschaftlichen Kriterien berücksichtigenden Modells zur Erreichung der Ziele der ES 2050 bis *mindestens 2035 und allenfalls darüber hinaus* befürworten und die **Prüfung von wettbewerbsfreundlichen alternativen Modellen** *per se* ablehnen würde. Vielmehr erwies sich die konkrete Ausgestaltung der vorgeschlagenen Verfassungsbestimmung zur Einführung des Lenkungssystems zum damaligen Zeitpunkt als nicht mehrheitsfähig. Man wollte damit aber hinsichtlich alternativer Modelle für das künftige Strommarktdesign **kein Denkverbot** vorgeben.²⁴

21. Aus einer unter der Leitung der ETH Zürich im Februar 2017 erstellten Studie ergibt sich, dass im Hinblick auf die Erreichung von vorgegebenen CO₂-Emissions- und Stromverbrauchsreduktionszielen die Einführung eines **Lenkungssystems** gesamtwirtschaftlich betrachtet **bis zu fünfmal kostengünstiger** und zur Erreichung der Ziele der ES 2050 **erheblich**

¹⁹ BFE, Wirkung der Systeme zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, Bericht in Erfüllung des Postulates 09.3085 (Guy Parmelin) vom 12.3.2009, Juni 2014, 83.

²⁰ Botschaft zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem vom 28.10.2015, BBl 2015 7868.

²¹ Medienmitteilung des Bundesrates vom 28.10.2015, Bundesrat verabschiedet Botschaft über ein Klima- und Energielenkungssystem; <https://www.admin.ch> > Dokumentation > Medienmitteilungen > Medienmitteilungen des Bundesrats (29.5.2020).

²² AB 2016 N 1233, Votum Fässler.

²³ Dies könnte auch damit zusammenhängen, dass zwischen dem Nichteintreten der Vorlage zum Klima- und Energielenkungssystem, welche *vorderhand* zu weiteren finanziellen Mehrbelastungen geführt hätte, im National und im Ständerat die Referendumsabstimmung zum ersten Massnahmenpaket der ES 2050 durchgeführt wurde.

²⁴ AB 2017 S 459 f., Voten Beat Vonlanthen und Bundesrat Ueli Maurer.

effizienter wäre als die Weiterführung des bisherigen, auf Subventionen basierenden Fördersystems. Grund hierfür ist, dass durch das Lenkungssystem ein effizienter Mitteleinsatz beanreizt wird und verstärkt mit jenen Technologien produziert wird, unter deren Einsatz die Vermeidung von klimaschädlichen Treibhausgasen relativ am günstigsten ausfällt.²⁵ Damit würden die erneuerbaren Energiequellen automatisch gestärkt. Der vorgeschlagene Verfassungsartikel zur Einführung eines Lenkungssystems sah eine vollständige Rückerstattung der Erträge aus der Lenkungsabgabe an die Unternehmen und Haushalte vor.²⁶ Demgegenüber sollen im Rahmen des bisherigen Fördersystems über den von den Endkundinnen und Endkunden finanzierten Netzzuschlagsfonds **jährlich rund 1,3 Milliarden Franken** à fonds perdu eingesetzt werden, um – weitestgehend ohne Berücksichtigung der Kosteneffizienz, der Bedürfnisse des Marktes und der Systemverträglichkeit – bestimmte erneuerbare Energien zu subventionieren. Mit der Einführung eines Lenkungssystems wäre somit insbesondere gewährleistet, dass die heutigen Wettbewerbsverzerrungen aufgrund der typenspezifischen Förderung bestimmter erneuerbarer Energieträger wegfallen würden. Lenkungsabgaben sind gerade auch deshalb vorteilhaft, weil sie keine Mitnahmeeffekte erzeugen. Bei Fördermassnahmen besteht hingegen stets die Gefahr, dass Fördergelder in Anspruch genommen werden, obwohl das gewünschte Verhalten auch ohne die staatliche Förderung erfolgt wäre. Weiter wäre ein Lenkungssystem gegenüber dem heutigen Fördersystem *verursachergerechter*, da es jene Endkundinnen und Endkunden belohnt, die erneuerbare Energien konsumieren.²⁷ Die WEKO beantragt, dass insbesondere diese Zusammenhänge in den Ziffern 1.2 und 6.1.2 des Erläuternden Berichts zu thematisieren sind.

Alternative: Quotensystem mit Zertifikatshandel

22. Aus Sicht der WEKO müsste zudem zumindest näher und ergebnisoffen analysiert werden, ob das bisherige, auf Subventionen beruhende Fördersystem mittelfristig nicht durch ein sich an Mengen orientierendes und damit treffsichereres Quotensystem mit Zertifikatshandel abgelöst werden könnte; ein solches wird seit Jahren erfolgreich in Skandinavien praktiziert.²⁸ Dein Quotenmodell verpflichtet Versorger (oder Grossverbraucher, die ihren Strom direkt am Markt beziehen) pauschal dazu, einen bestimmten Teil ihres Strombedarfs mit erneuerbaren Energien zu decken – durch Eigenproduktion oder Beschaffung eines (grünen) Zertifikats.²⁹ Dieses Modell wäre zeitlich in Abhängigkeit der Zielsetzungen zu befristen. Aus wettbewerblicher Sicht sind Quotenmodelle gegenüber Subventionsmassnahmen zu bevorzugen, da sie unter Wettbewerbsbedingungen zum Resultat einer effizienteren und zielgenaueren Produktion von erneuerbaren Energien führen.³⁰

Fazit

23. Der Ausbau und die Verlängerung des auf Subventionen beruhenden Fördersystems zur Erreichung der Ziele der ES 2050 zementieren die bestehenden Wettbewerbsverzerrungen in den Stromerzeugungsmärkten. Es ist davon auszugehen, dass die Ziele der ES 2050 mit einem wettbewerbsneutraleren und marktbasierten Unterstützungssystem ohne derartige negative

²⁵ CHRISTOPH BÖHRINGER/MIRJAM KOSCH/FLORIAN LANDIS/ANDRE MÜLLER/RENGER VAN NIEUWKOOP/SEBASTIAN RAUSCH, Promotion- or Steering-based Energy Policy: Assessing Efficiency and Distributional Impacts, Februar 2017, https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mtec/cer-eth/economics-energy-economics-dam/documents/people/srausch/NFP71_ProSTEP_Report_LONG.pdf (29.5.2020); die Studie wurde im Rahmen der Nationalen Forschungsprogramme «Energiewende» (NFP 70) und «Steuerung des Energieverbrauchs» (NFP 71) erstellt. Eine Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse der Studie findet sich unter <https://nfp-energie.ch/de/projects/947/> (29.5.2020).

²⁶ Botschaft zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem vom 28. Oktober 2015, BBl 2015 7886 ff.

²⁷ Botschaft zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem vom 28.10.2015, BBl 2015 7869.

²⁸ Sondergutachten Monopolkommission (Fn 8), Rz 258 ff.

²⁹ <https://www.avenir-suisse.ch/die-falschen-argumente-gegen-das-quotenmodell/> (29.5.2020).

³⁰ MEISTER, Reform der KEV (Fn 9), 7 f.

Auswirkungen für den Wettbewerb und wesentlich kostengünstiger erreicht werden könnten. Nach Auffassung der WEKO sollte daher *möglichst rasch* eine Systemumstellung angestrebt werden. Die WEKO beantragt, dass das für die Energiegesetzgebung sachlich zuständige BFE fundierte Konzept- und Analysearbeiten aufnimmt, um dem Bundesrat und den eidgenössischen Räten *möglichst zeitnah* alternative Unterstützungsmodelle zum heutigen Fördersystem vorlegen zu können. *Spätestens am 1. Januar 2031*, nach Auslaufen der letzten auf Subventionen basierenden Fördermassnahmen im EnG, sollten die neuen strategischen Vorgaben zur Erreichung der Ziele der ES 2050 in Kraft treten. Mit diesem Zeithorizont bleiben der Verwaltung mehrere Jahre Zeit, um eine entsprechende Vorlage zu erarbeiten. Auch die eidgenössischen Räte haben hinreichend Zeit, um über den Systemwechsel einlässlich zu diskutieren und sich beraten zu lassen und schliesslich einen Beschluss zu fällen.

24. Vor diesem Hintergrund lehnt es die WEKO zudem ab, dass die heutige Förderung von erneuerbaren Energien mittels Investitionsbeiträgen an das Stichdatum zur Erreichung der Ziele geknüpft und mindestens um fünf weitere Jahre bis 2035 fortgeführt werden soll.

Anträge zur näheren Ausgestaltung der Fördermassnahmen gemäss dem Gesetzesentwurf

25. Nachfolgend äussert sich die WEKO zu einzelnen Details der im Gesetzesentwurf ab 2023 angedachten Fördermassnahmen. Daraus kann nicht abgeleitet werden, dass die WEKO mit den vorgeschlagenen Subventionen einverstanden wäre. Mit den nachfolgenden Anträgen ist die WEKO bestrebt, nicht systembedingt legitimierbare Wettbewerbsverzerrungen möglichst zu verhindern sowie Anreize für kosteneffizientes Verhalten zu setzen.

Ad Investitionsbeiträge für Photovoltaikanlagen

Antrag:

Es sei in Art. 25 EnG auf eine Verdoppelung der maximalen Investitionskosten (Einmalvergütung) für neue und erheblich erweiterte Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauchsregelung, für welche keine Auktionen durchgeführt werden, zu verzichten.

Begründung:

26. Die WEKO lehnt die vorgesehene **Verdoppelung** des maximalen Investitionsbeitrages für **sämtliche** förderfähigen PV-Anlagen ohne Eigenverbrauchsregelung von heute 30 % auf neu 60 % der Investitionskosten von Referenzanlagen ab. Diese Massnahme würde zu noch weitergehenden Wettbewerbsverzerrungen zwischen den erneuerbaren Energieträgern führen.

27. In den Erläuterungen wird diese Massnahme damit begründet, dass sie notwendig sei, damit *insbesondere für die Auktionen von PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch* mehr Flexibilität und zusätzliches Potential zur Stromerzeugung aus diesen Quellen erschlossen werden könne.³¹ Gemäss dem Gesetzesentwurf sollen allerdings auch kleinere Photovoltaikanlagen, für die keine Auktionen stattfinden, von einer möglichen Verdoppelung der finanziellen Unterstützung profitieren. Die Verdoppelung des maximalen Förderbetrags für sämtliche PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch wird primär damit begründet, dass dieser Anlagentyp nicht von den *Vorteilen* des Eigenverbrauchs profitieren würde. Für eigenverbrauchte Elektrizität sind keine Netznutzungsentgelte oder Abgaben geschuldet.³²

28. Gemäss dem Erläuternden Bericht soll mit der Vergabe der Einmalvergütung mittels *Auktionen* die Fördereffizienz erhöht werden, da so die «günstigsten» Anlagen in diesem Segment den Zuschlag erhalten würden.³³ Ziel von Ausschreibungen im Rahmen eines Fördersystems

³¹ Erläuternder Bericht (Fn 6), 22.

³² Erläuternder Bericht (Fn 6), 16.

³³ Erläuternder Bericht (Fn 6), 16.

für erneuerbare Energien sollte eine *erhöhte Kosteneffizienz* der geförderten Anlagen sein.³⁴ Effizienz heisst, ein gegebenes Ziel mit möglichst geringem Aufwand zu erreichen oder mit dem Einsatz von vorgegebenen Ressourcen den grösstmöglichen Output zu erzielen. Demgegenüber möchte das UVEK mit der Durchführung von Ausschreibungen offenbar primär sicherstellen, dass sich an Ausschreibungen für grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch beteiligende potentielle Investoren mit einer **erhöhten** Einmalvergütung und damit einer höheren Rendite³⁵ gegenüber heute rechnen können, damit hinreichende Anreize für die Erreichung der Ziele der ES 2050 gesetzt werden.³⁶ Dies ergibt sich auch aus einer vom BFE in Auftrag gegebenen Studie vom September 2019. Darin wurde in Abstimmung mit dem BFE als *primäres* Ziel der Auktionen die möglichst «effiziente» *Aktivierung zusätzlicher PV-Potenziale* definiert, für die im heutigen System zu wenige Investitionsanreize bestünden. Die *Systemeffizienz* (Förderung von Anlagen mit möglichst niedrigen Netto-Systemkosten³⁷) sowie die *Fördermitteleffizienz* wurden lediglich als zweitrangige Ziele erachtet.³⁸ Hieraus wird zudem ersichtlich, dass sich die *finanzielle Unterstützung* für die Photovoltaik pro Erzeugungseinheit aufgrund der angedachten Auktionen für «grosse» PV-Anlagen im Rahmen der Einmalvergütung und der vorgesehenen Verdoppelung der maximalen Investitionshilfe (je nach Angebotssituation wesentlich) *erhöhen* wird. Aufgrund der hieraus resultierenden zusätzlichen Wettbewerbsverzerrungen in den Stromproduktions- und -versorgungsmärkten trifft es daher nur bedingt zu, dass die Ausschreibungen für grosse PV-Anlagen eine marktnähere und wettbewerbsneutrale Lösung als das heutige Regime darstellen.

29. Gemäss den angedachten gesetzlichen Vorgaben ist davon auszugehen, dass auch kleinere PV-Anlagen gegenüber heute eine höhere Einmalvergütung von bis zu 60 % der Investitionskosten erhalten werden. Die *pauschale* Erhöhung der Einmalvergütung für *sämtliche* förderfähigen PV-Anlagen *ohne Eigenverbrauch*, unabhängig davon, ob eine Auktion durchgeführt wird, lehnt die WEKO ab. Sollte für kleinere PV-Anlagen keine Auktion durchgeführt werden, rechtfertigt es sich nicht, den maximalen Förderbeitrag zu erhöhen.

30. Betreiber von PV-Anlagen können je nach den konkreten Verhältnissen von den Vorzügen der Eigenverbrauchsregelung profitieren. Die sich dadurch ergebende Renditemöglichkeit ist insbesondere für Betreiber von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch relevant, die den produzierten Strom in wesentlichem Umfang selbst konsumieren und darüber hinaus eine nicht unerhebliche Menge der Produktion in das lokale Verteilnetz einspeisen. Diese sog. Prosumer mit Eigenverbrauch werden durch die Vorgaben zur Netztarifierung in der Stromversorgungsgesetzgebung gegenüber «gewöhnlichen» Endkunden privilegiert. Seit dem 1. Juni 2019 wird auf Verordnungsstufe vorgeschrieben, dass auf Spannungsebenen unter 1 kV Prosumer mit Eigenverbrauch wie Endkundinnen und Endkunden der **Basiskundengruppe** zuzuteilen sind, solange sie **weniger als 50 MWh** pro Jahr konsumieren.³⁹ Zudem sind die Netzbetreiber verpflichtet, den Endkundinnen und Endkunden der Basiskundengruppe einen Netznutzungstarif mit einer **nicht-degressiven Arbeitskomponente** (Rp./kWh) von **mindestens 70 Prozent**

³⁴ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): EEG-Novelle 2017. Kernpunkte des Bundestagsbeschlusses vom 20.6.2016, Bundestagsdrucksache 18/8832, Berlin 2016, 7; <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/18/088/1808832.pdf> (29.5.2020).

³⁵ Etwa gemessen am Nettogewinn dividiert durch die initialen Investitionskosten, welche um die Einmalvergütung reduziert werden.

³⁶ Erläuternder Bericht (Fn 6), 16 und 22.

³⁷ Systemkosten umfassen einerseits die spezifischen Kosten, welche dem Anlagenbetreiber bei der Stromherstellung entstehen, sowie andererseits sämtliche weiteren aus Systemsicht relevanten Kosten, wie die zusätzlichen Netzausbau- und Betriebskosten sowie Einsparungen im restlichen Kraftwerkspark (reflektiert durch den Grosshandelspreis für Strom);

³⁸ Frontier Economics Ltd./Energie Zukunft Schweiz AG, Auktionen für Photovoltaikanlagen, Studie für das Bundesamt für Energie (BFE), Bern September 2019, 24 ff; <https://energiezukunftschweiz.ch/de/news/Newsarchiv/20191024-news.php> (29.5.2020).

³⁹ Vgl. Art. 18 Abs. 2 der Stromversorgungsverordnung vom 14.3.2008 (StromVV; SR 734.71).

anzubieten.⁴⁰ Diese Vorgaben führen zu einer Umverteilung der (konstant bleibenden) Netzkosten von Prosumern mit Eigenverbrauch auf die übrigen Endkundinnen und Endkunden und die Prosumer ohne Eigenverbrauch⁴¹, obwohl gemäss Art. 14 Abs. 3 Bst. c StromVG u. a. das Bezugsprofil (und nicht die Verbrauchscharakteristik) für die Höhe der Netznutzungstarife massgeblich sein soll.⁴² Dies veranschaulicht, dass Prosumer mit Eigenverbrauch nicht nur eine Einmalvergütung erhältlich machen können; sie können zudem den aus dem Netz gespeisten Strom zu denselben Netznutzungskonditionen beziehen wie «gewöhnliche» Endkundinnen und Endkunden, obwohl das Netz auf eine Spitzenlastabdeckung *ohne* Eigenverbrauch ausgerichtet sein muss.

31. Vor diesem Hintergrund begrüsst es die WEKO, dass im aktuellen Gesetzesentwurf für die Betreiber von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch keine Verdoppelung der Investitionsbeiträge mehr vorgesehen ist. Die tieferen Netznutzungsentgelte der betreffenden PV-Anlagenbetreiber *in ihrer Rolle als Endkunden* werden von allen übrigen Endkundinnen und Endkunden durch entsprechend *höhere* Netznutzungsentgelte finanziert. Es fragt sich, ob die gesetzlichen Privilegien der Betreiber von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch hinsichtlich der *Netznutzung* verursachergerecht sind, da das Verteilnetz jederzeit darauf ausgerichtet sein muss, dass die betreffenden Endkunden ihre Spitzenlast auch über dieses abdecken können. Aus den *zusätzlichen Privilegien* dieser sog. Prosumer beim Netznutzungsentgelt lässt sich aus wettbewerblicher Sicht somit nicht der Schluss ziehen, dass die *Produktion* von Strom aus kleineren PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch zulasten der Endkundinnen und Endkunden zusätzlich gefördert werden muss, damit diese möglichst gleichgestellt werden und dieselben Renditemöglichkeiten erhalten.

32. Hinzu kommt, dass PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch *jederzeit* den produzierten Strom *vollständig* ins Netz einspeisen dürfen und hierfür eine Vergütung erhalten. Der forcierte Zubau solcher PV-Anlagen könnte insbesondere für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität zu Spitzenproduktionszeiten problematisch sein und würde allenfalls weitere kostenintensive Netzverstärkungsmassnahmen auf Verteilnetzebene erforderlich machen.⁴³ Bereits die Abnahmepflicht für Strom aus erneuerbaren Energiequellen⁴⁴ stellt einen *schwerwiegenden* Eingriff in den Markt dar und könnte bei einem erheblichen Zubau der Photovoltaik, wie das Beispiel Deutschland zeigt, auch in der Schweiz im Sommer zu **negativen Strompreisen** führen⁴⁵, die dann gegebenenfalls wiederum durch zusätzliche staatliche Massnahmen korrigiert werden

⁴⁰ Vgl. Art. 18 Abs. 3 StromVV.

⁴¹ Vgl. in diesem Zusammenhang auch umfassender: FABIAN FEGER/NICOLA PAVANINI/DOINA RADULESCU, Welfare and Redistribution in Residential Electricity Markets with Solar Power, März 2017; https://site.stanford.edu/sites/g/files/sbiybj8706/f/feger.pavanini.radulescu.03.2017_0.pdf (29.5.2020).

⁴² Die Netzbelastung hängt nur in geringem Mass von der bezogenen Energiemenge ab. Wesentlich ist vielmehr das Bezugsprofil (maximale Bezugsleistung, zeitlicher Verlauf des Bezugs).

⁴³ Eclareon/RES-INTEGRATION/Öko-Institut e.V., Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market, final report, Berlin/Freiburg 2012, 19 ff., <https://www.oeko.de/oekodoc/1378/2012-012-en.pdf> (29.5.2020); PricewaterhouseCoopers, Die digitalisierte dezentrale Energieversorgung von morgen gestalten, November 2017, 13 f., <https://www.pwc.de/de/energiwirtschaft/studie-gestaltungsmoeglichkeiten-energieversorgung.pdf> (29.5.2020); FRANZISKA BRUTTEL/ALEXANDRA PURKUS/ERIK GAWEL (Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung), Auktionen als Förderinstrument für erneuerbare Energien – eine institutionenökonomische Bewertung unter besonderer Berücksichtigung der Photovoltaik-Freiflächenausschreibungsverordnung, Leipzig 2016, 2 und 11; <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/140870/1/859167356.pdf> (29.5.2020); Imperial College London/Nera Economic Consulting DNV GL, Integration of Renewable Energy in Europe, final report for the European Commission, Directorate-General Energy, Bonn 2014, 69 ff., https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201406_report_renewables_integration_europe.pdf, (29.5.2020).

⁴⁴ Vgl. Art. 15 EnG.

⁴⁵ Von solchen temporären und/oder saisonalen Preiseffekten ist die trendmässige Preisentwicklung zu unterscheiden, für welche derzeit eher von einem Anstieg der Preise – unter Zunahme der saisonalen Volatilität – auszugehen ist (vgl. dazu auch die einleitenden Ausführungen in diesem Abschnitt).

müssten.⁴⁶ Erfahrungsgemäss fällt nur rund ein Viertel des von PV-Anlagen produzierten Stroms im Winterhalbjahr an. Rund 75 % der Jahresproduktion wird im Sommer erzeugt. Bereits heute wird im Sommerhalbjahr aufgrund des Produktionsüberschusses mehr Strom aus der Schweiz exportiert als importiert. Demgegenüber ist die Schweiz im Winterhalbjahr auf Stromimporte aus dem Ausland angewiesen, damit die Versorgung sichergestellt werden kann. Der **verstärkt** zu fördern beabsichtigte Strom aus PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch würde künftig primär dann produziert und ins lokale Verteilnetz eingespeist werden, wenn der Strompreis aufgrund von Überkapazitäten tendenziell ohnehin schon tief ist; etwa, weil die Laufwasserkraftwerke ebenfalls in diesem Zeitraum am meisten Strom produzieren. Kurzfristig (Tag/Nacht) können steuerbare (Wasser-)Kraftwerke die Produktionsfluktuationen der Photovoltaik auffangen. Über einen längeren Zeitraum (im Winter- und Sommerhalbjahr) würde dies jedoch kaum zu bewerkstelligen sein. Eine verstärkte Förderung der PV-Anlagen würde aufgrund ihrer tiefen Grenzkosten im Sommerhalbjahr zu tiefen Strompreisen (*auch*) für die übrigen Kraftwerkstypen führen. Bei längeren Zeitperioden mit negativen Strompreisen könnten für potentielle Investoren in andere erneuerbare Energieträger (etwa die Wasserkraft) negative Anreize gesetzt werden.⁴⁷

33. Dies zeigt die Nachteile eines *ausschliesslich* auf Subventionen basierenden Fördersystems auf, mit welchem durch Setzung entsprechender finanzieller Anreize für potentielle Investoren lediglich beabsichtigt wird, eine möglichst grosse Zubaumenge einer *bestimmten* Technologie in möglichst kurzer Zeit zu erreichen, ohne dass hinreichend hinterfragt wird, ob die konkret geförderten Anlagen nach der Inbetriebnahme *systembedingt* und aufgrund ihres Produktionsprofils einen Mehrwert für die Versorgungssicherheit haben werden.

34. Im Übrigen begrüsst es die WEKO, dass künftig auf die Ausrichtung einer Einmalvergütung für PV-Anlagen bei blosser Erneuerung ohne zusätzliche Leistungssteigerung verzichtet werden soll.

Ad Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen⁴⁸

Antrag:

Art. 26 Abs. 1 Bst. c und Art. 29 Abs. 3 Bst. j EnG seien ersatzlos zu streichen. Auf die Förderung von bestehenden Klein(st)wasserkraftwerken ohne Kapazitätserweiterung sei zu verzichten. Zudem sei die Formulierung in Art. 26 Abs. 3 EnG zu streichen, wonach der Investitionsbeitrag für Erneuerungen in solche Anlagen höchstens 40 % betragen darf.

⁴⁶ Vgl. Agora Energiewende, Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen, Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz, Juni 2014; https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf (29.5.2020); <https://www.avenir-suisse.ch/die-falschen-argumente-gegen-das-quotenmodell/> (29.5.2020).

⁴⁷ Grundlagenpapier der ElCom betreffend Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion vom 27.2.2020, insb. 9; www.elcom.admin.ch > Dokumentation Berichte und Studien (29.5.2020); Christof Bucher/Roman Schwarz, «Studie Winterstrom Schweiz», Was kann die heimische Photovoltaik beitragen? Studie im Auftrag von EnergieSchweiz, Zürich 2014, 21 ff. sowie Anhänge 1 und 2, <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9825> (29.5.2020); <https://www.zhaw.ch/de/lsfm/institute-zentren/iunr/ecological-engineering/erneuerbare-energien/solar-energie/winterstrom-aus-photovoltaik/> (29.5.2020).

⁴⁸ Betreffend Art. 26 Abs. 4 EnG stellt das Sekretariat nachfolgend *ad* Projektierungskosten für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermieranlagen den Antrag, dass diese Bestimmung zu streichen ist.

Art. 26 Abs. 7 EnG sei zu streichen. Stattdessen sei gesetzlich vorzusehen, dass die Kosten pro Erzeugungseinheit zu einem bestimmten Stichdatum für die Klein- und die Grosswasserkraft das massgebliche Kriterium für die Priorisierung sein sollen. Auf eine Priorisierung der Grosswasserkraft basierend auf der Jahresproduktionsmenge sei zu verzichten und die Erläuterungen seien entsprechend anzupassen. Beim Entscheid, welche der *priorisierten* Wasserkraftanlagen zuerst Investitionsbeiträge erhalten, sei wiederum auf die Kosten pro Erzeugungseinheit abzustellen.

Begründung:

Keine Subventionen für Erneuerungen von ineffizienten Kleinwasserkraftanlagen

35. Das UVEK will daran festhalten, dass «**Erneuerungen**» von Kleinwasserkraftanlagen mit einer **Mindestleistung von 300 kW** mit finanziellen Unterstützungsleistungen gefördert werden sollen (Art. 26 Abs. 1 Bst. c EnG); neuerdings bis zu einer Maximalleistung von 5 MW⁴⁹. Neu sollen diese anstelle einer Einspeisevergütung einen Investitionsbeitrag von bis zu 40 % erstattet erhalten (Art. 26 Abs. 3 EnG).

36. Bei «Erneuerungen» von Erzeugungsanlagen geht es darum, dass der *Weiterbetrieb* der *bestehenden* Anlagen zusätzliche technische Investitionen notwendig machen würde. Gemäss den Erläuterungen habe sich bei diesen Investitionen in den letzten Jahren aufgrund des Kostendrucks ein Paradigmenwechsel ergeben. Während die Notwendigkeit von Erneuerungsinvestitionen früher kaum hinterfragt worden sei, kämen heute vermehrt «risikobasierte» Ansätze zur Anwendung.⁵⁰

37. Nach Auffassung der WEKO sollten die beschränkten finanziellen Mittel des Netzzuschlagsfonds *ausschliesslich* zum Bau von *neuen* oder zur *Erweiterung* von bestehenden Erzeugungsanlagen eingesetzt werden, damit die Ziele der ES 2050 möglichst kosteneffizient und ohne unnötige Marktverzerrungen erreicht werden können.

38. Bei Klein(st)wasserkraftwerken besteht aufgrund der verhältnismässig geringen Produktionsmenge (respektive den gegenüber grösseren Kraftwerken in der Regel höheren Gesteungskosten pro Erzeugungseinheit) die Möglichkeit, dass sich ihr Weiterbetrieb aus ökonomischer Sicht ohne weitere Subventionen nicht lohnt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Betriebskosten einer Wasserkraftanlage nach deren Erstellung üblicherweise äusserst niedrig sind.⁵¹

39. Nicht kosteneffiziente und insofern nicht marktfähige Kleinwasserkraftanlagen (wohl mit geringer Leistung), für welche sich Erneuerungsinvestitionen trotz der tiefen Betriebskosten *effektiv* nicht lohnen, sollten nicht künstlich durch Subventionszahlungen weiterbetrieben werden und den Markt im Bereich der erneuerbaren Energien verfälschen. Überdies leisten kleine Wasserkraftwerke (insbesondere mit Kapazitäten < 1 MW) **keinen relevanten Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit**, der die Ausrichtung von weiteren Subventionen legitimieren würde.⁵² Zudem scheint das Zuwachspotential, zumindest basierend auf den

⁴⁹ Der Bundesrat soll gemäss Art. 29 Abs. 3 Bst. j EnG diese Leistungsobergrenze «aufgrund der jeweiligen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen» herabsetzen können; vgl. Erläuternder Bericht (Fn 6), 17.

⁵⁰ Erläuternder Bericht (Fn 6), 17.

⁵¹ BFE, Rentabilität der Schweizer Wasserkraft, Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken, Bericht vom 29.1.2018 im Auftrag der UREK-N, 11 ff., <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9012> (29.5.2020).

⁵² AB 2015 S 951, Votum Werner Hösli. Zum Zeitpunkt der Beschlussfassung über das erste Massnahmenpaket der ES 2050 in den eidgenössischen Räten verhielt es sich so, dass 99 % des Stroms aus Wasserkraft von etwa 400 Anlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW produziert wurde. Überdies gab es damals rund 870 Kleinstanlagen, die 1 % zur Produktion der Wasserkraft beitrugen. Die Produktion dieser Kleinstanlagen belief sich auf 0,1 TWh oder 0,3 % der inländischen Gesamtproduktion aus Wasserkraft; AB 2015 S 950, Votum Werner Luginbühl.

Einschätzungen der Verwaltung im Jahr 2012, unter «optimierten Nutzungsbedingungen» der Kleinwasserkraft selbst unter Aufrechterhaltung des Einspeisevergütungssystems mit ca. 1,6 TWh/a verglichen mit anderen Energiequellen (insb. Photovoltaik [ca. 10 TWh/a], Wind [ca. 4 TWh/a] und Geothermie [ca. 4 TWh/a]) relativ gering zu sein.⁵³ Ohne Einspeisevergütung reduziert sich das Potenzial der Kleinwasserkraft auf knapp die Hälfte (770 GWh). Bei neuen Grosswasserkraftwerken liegt das Potenzial bei ca. 1,4 TWh und bei erneuerten und erweiterten Grosswasserkraftwerken bei ca. 1,5 TWh.⁵⁴ Diese Angaben werfen die Frage auf, ob der aufgewendete Förderfranken bei den Kleinwasserkraftwerken im Hinblick auf die Erreichung eines Ausbauziels an erneuerbaren Energien effizient eingesetzt ist bzw. wäre. Bei einem umfassenden Lenkungssystem bspw. müsste diese Frage nicht aufgeworfen werden.

40. Falls wie im Gesetzesentwurf vorgesehen künftig darauf verzichtet werden sollte, die nicht amortisierbaren Mehrkosten bei der Berechnung des individuellen Förderbetrags zu berücksichtigen⁵⁵, ist es zudem möglich, dass auch Betreiber von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis 5 MW Finanzhilfen für den Weiterbetrieb erhalten würden, obwohl eine Erneuerungsinvestition im konkreten Fall wirtschaftlich sinnvoll ist und ohnehin erfolgt wäre.

41. Zudem darf davon ausgegangen werden, dass Erneuerungen notwendig werden, nachdem eine Wasserkraftanlage bereits über längere Zeit in Betrieb war und Erträge erwirtschaften konnte. Die tiefen Strompreise auf dem Markt galten nur für einen vergleichsweise kurzen Zeitraum von wenigen Jahren; insbesondere von 2008 bis 2014 war der Strompreis im freien Markt überdurchschnittlich hoch und es liessen sich gute Preise erzielen. Insofern sollte es den Betreibern von Kleinwasserkraftwerken – dabei handelt es sich nahezu ausschliesslich um *Unternehmen im Eigentum der öffentlichen Hand* – in aller Regel möglich sein, die Ersatzinvestition mit den zuvor erwirtschafteten Erträgen zu finanzieren.

Abstellen auf die Kosteneffizienz beim Förderentscheid zum Stichdatum / Keine Priorisierung der Grosswasserkraft

42. In Art. 26 Abs. 7 EnG ist vorgesehen, dass das UVEK Anlagen bezeichnet, die aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Ziele der ES 2050 als **prioritär** zu betrachten sind. Im Erläuternden Bericht wird ausgeführt, dass neue Wasserkraftwerke mit einer *grossen zusätzlichen Produktionserwartung* einen grossen Beitrag zur Erreichung der Ziele der ES 2050 leisten könnten. Angesichts der hohen Kosten für die Eigentümer und Betreiber für diese Grossprojekte sei es bei diesen Anlagen besonders wichtig, dass sie frühzeitig eine Einschätzung der Förderbarkeit erhalten. Diese Anlagen will das UVEK prioritär behandeln. Wenn die finanziellen Mittel knapp werden, sollen diese Anlagen am alle zwei Jahre stattfindenden Stichtag **vor anderen möglicherweise kosteneffizienteren Anlagen** berücksichtigt werden dürfen. Die priorisierten Anlagen sollen – wie die nicht priorisierten Anlagen – (*lediglich*) *untereinander* nach der Fördereffizienz geordnet werden.⁵⁶

43. Kosteneffiziente nicht priorisierte Anlagen, welche nicht die allerhöchsten Produktionskapazitäten aufweisen, würden zum Sticht datum demnach nur unter der Prämisse von einem Förderbeitrag profitieren, dass nach der Unterstützung der priorisierten Anlagen noch hinrei-

⁵³ Das Potenzial der erneuerbaren Energien bei der Elektrizitätsproduktion – Bericht des Bundesrates an die Bundesversammlung nach Artikel 28b Absatz 2 des Energiegesetzes, August 2012, 8 und 12; abrufbar unter <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/27929.pdf> (22.5.2020). «Optimierte Nutzungsbedingungen» würden eine Änderung der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen, die einen zusätzlichen Ausbau der Wasserkraft ermöglichen, voraussetzen. Konkret bedeute dies, dass die Notwendigkeit zusätzlicher Stromproduktion aus Wasserkraft in der Gesellschaft breit akzeptiert wäre.

⁵⁴ BFE, «Wasserkraftpotenzial der Schweiz - Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050», August 2019, 26.

⁵⁵ Vgl. unten ad nicht amortisierbare Mehrkosten bei der Bestimmung der Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge.

⁵⁶ Erläuternder Bericht (Fn 6), 18 f.

chende finanzielle Mittel übrig bleiben. Dies scheint gemäss den Ausführungen im Erläuternden Bericht allerdings eher nicht beabsichtigt zu sein: Sollten die verfügbaren finanziellen Mittel für **priorisierte** Anlagen nicht ausreichen, sollen für **diese zusätzliche** Fördermittel eingesetzt werden, sofern die **über die ganze Förderperiode (2018-2035)** vorgesehenen Mittel noch nicht ausgeschöpft sind (vgl. Art. 36 Abs. 2 EnG).⁵⁷ In diesem Kontext ist auch die geplante Erhöhung der Mittel im Netzzuschlagsfonds für grössere Wasserkraftwerke zu sehen: Wasserkraftwerke mit einer Leistung von *mindestens 10 MW* sollen neu mit einem Höchstanteil von bis zu 0,2 Rp./kWh gefördert werden können, was zu einer **Verdoppelung** der maximalen finanziellen Unterstützung zugunsten solcher Kraftwerke führt.⁵⁸ Mit dieser zusätzlichen Massnahme wird bereits eine zeitlich forcierte Förderung der Grosswasserkraft sichergestellt. Eine weitere Priorisierung der grössten Wasserkraftwerke bei der Ausschüttung der Fördergelder ohne Berücksichtigung der Kosteneffizienz pro zusätzlicher Erzeugungseinheit ist nach Auffassung der WEKO nicht zielführend.

44. Die Gesteungskosten der Wasserkraftanlagen in der Schweiz unterscheiden sich stark. Im Zeitraum von 2000 bis 2013 variierten die Kosten je nach Unternehmenstyp und kalkulatorischen Annahmen zwischen 5 und 8 Rp./kWh.⁵⁹ Würde die vom UVEK angedachte Konzeption übernommen, könnte dies dazu führen, dass zwar (etwas) kleinere, jedoch äusserst kosteneffizient produzierende Wasserkraftwerke über Jahre hinweg auf finanzielle Unterstützungsleistungen zugunsten der Grosswasserkraft verzichten müssten. Dies wäre der Fall, wenn zum Stichdatum stets Wasserkraftwerke mit grösserem Erzeugungspotential (ebenfalls) priorisiert werden sollten. Dies würde potentielle Investoren vom Bau von kosteneffizienten kleineren Wasserkraftwerken abhalten. Stattdessen würden durch staatliche Vorgaben Anreize gesetzt, dass primär Projekte für Grosswasserkraftanlagen (insb. grosse Pumpspeicherkraftwerke) an die Hand genommen werden, ohne dass die Frage der Kosteneffizienz solcher Anlagen prioritär betrachtet wird. Hingegen würden keine besonderen Anreize dafür gesetzt, dass diese grössten und teuersten Anlagen möglichst kostengünstig gebaut werden und möglichst effizient Strom produzieren. Legt man die Prämisse der Kosteneffizienz zugrunde, könnten Wettbewerbsverzerrungen zwischen priorisierten und nicht-priorisierten Wasserkraftanlagen resultieren, falls erstere relativ zu letzteren weniger kosteneffizient wären, letztere aber trotzdem priorisiert würden.

45. Weiter ist zu berücksichtigen, dass sich der Preis für Strom aus erneuerbaren Energien aufgrund der zu erwartenden grösseren Nachfrage (Elektrifizierung als Folge der Netto-Zero Strategie des Bundesrats) sowie des geringeren Angebots im Energiebereich (vermehrte Stilllegungen von AKWs und fossilen Energieträgern) künftig wohl stetig erhöhen wird. Eine *frühzeitige* Subventionierung von bis zu 40 % der hohen Investitionskosten der grössten Wasserkraftwerke *bereits nach der Inbetriebnahme* könnte unter diesen Voraussetzungen zu unerwünschten Mitnahmeeffekten führen. Hinzu kommt, dass gemäss dem Gesetzesentwurf neuerdings auf eine individuelle, anlagenspezifische Berechnung der *nicht amortisierbaren Mehrkosten* verzichtet werden soll.⁶⁰ Aufgrund der langen Lebensdauer insb. von grossen Pumpspeicherkraftwerken ist vor diesem Hintergrund zu befürchten, dass die künftig zu erwartende deutlich bessere Ertragslage bei der Berechnung des konkreten Förderbetrags nur ungenügend berücksichtigt werden könnte.

⁵⁷ Erläuternder Bericht (Fn 6), 18 f..

⁵⁸ Vgl. Art. 36 Abs. 1 Bst. b EnG im geltenden Recht sowie in der Fassung der Ämterkonsultation zur Revision des EnG vom Dezember 2019. Dabei ist zu berücksichtigen, dass von dieser Verdoppelung der möglichen Unterstützungsleistungen bei Übernahme der angedachten Priorisierungsregeln primär diejenigen Wasserkraftwerke mit einer Leistung von mindestens 10 MW mit dem **grössten** Erzeugungspotential gefördert würden.

⁵⁹ Centre for Energy Policy and Economics, Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft, Studie im Auftrag des BFE, Bern, 2014, XV.

⁶⁰ Vgl. unten ad nicht amortisierbare Mehrkosten bei der Bestimmung der Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge.

46. Die WEKO lehnt es daher ab, dass beim Entscheid über die zu fördernden Wasserkraftanlagen zum Stichtag (wie in den Erläuterungen angedacht) primär auf das Kriterium der Jahresproduktionsmenge abgestellt werden soll. Beschleunigt gefördert werden sollten vielmehr diejenigen Erzeugungsanlagen mit den **tiefsten Kosten pro Erzeugungseinheit**. Dadurch wird ein effizienter Einsatz der Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds sichergestellt. Es ist nicht ausgeschlossen, dass mehrere kleinere Wasserkraftanlagen unter Berücksichtigung der erzielbaren Jahresproduktionsmenge kostengünstiger produzieren können als ein grosses Pumpspeicherkraftwerk mit derselben zusätzlichen Zubaumenge.⁶¹ Auch mit dem Bau oder der Erweiterung mehrerer kleinerer Wasserkraftanlagen, die kosteneffizient gebaut und betrieben werden können, anstelle eines grossen, weniger kosteneffizienten Grosswasserkraftwerks, können die Ziele der ES 2050 erreicht werden.

Ad Prüfung der nicht-amortisierbaren Mehrkosten bei der Bestimmung der Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge

Antrag:

Auf die beabsichtigte Streichung von Art. 29 Abs. 2 EnG sei zu verzichten. Bei der Festlegung des individuellen Förderbetrags einer Anlage seien auch weiterhin die nicht amortisierbaren Mehrkosten zu berücksichtigen.

Begründung:

47. Gemäss dem geltenden Recht ist bei der Festlegung der Höhe der Ansätze für die Berechnung der Unterstützungsleistungen (in Prozent der anrechenbaren Investitionskosten) sicherzustellen, dass die Einmalvergütung und die Investitionsbeiträge die nicht amortisierbaren Mehrkosten (NAM) nicht übersteigen. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gestehungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis. Die heutige Vorgabe in Art. 29 Abs. 2 EnG beabsichtigt, Mitnahmeeffekte zu verhindern. Es soll dadurch sichergestellt werden, dass nur Projekte von Investitionshilfen profitieren, welche sich andernfalls wirtschaftlich nicht rechnen würden.⁶²

48. Der Bundesrat möchte diese Vorgaben aufheben und die NAM bei der Festlegung des individuellen Förderbetrags künftig nicht mehr berücksichtigen. Im Erläuternden Bericht wird hierzu ausgeführt, dass Investoren möglichst früh auf eine *hohe Planungssicherheit* angewiesen seien, um ein Projekt auszulösen bzw. zu realisieren. Aktuell erfolge die Berechnung des Investitionsbeitrags anhand einer *Investitionskostenrechnung*. Diese führe zu einem *erheblichen Aufwand* für die Gesuchsteller wie auch für die prüfende Behörde sowie zu gewissen Unsicherheiten. Auch habe die Prüfung der bisher eingereichten Gesuche gezeigt, dass die NAM unter den heutigen Rahmenbedingungen kaum massgebend für die Bemessung der jeweiligen Investitionsbeiträge gewesen seien und fast immer die Maximalsätze zum Tragen gekommen seien. Der Verzicht auf die Mitberücksichtigung der nicht amortisierbaren Mehrkosten erhöhe jedoch die Wahrscheinlichkeit einer **Überförderung, insbesondere wenn der Marktpreis massgeblich steigen sollte**. Der Bundesrat habe dies bei der konkreten Festsetzung der Ansätze auf Verordnungsstufe zu berücksichtigen.⁶³

49. Die WEKO vertritt den Standpunkt, dass zur **Verhinderung von unerwünschten Mitnahmeeffekten** an der geltenden Regelung festgehalten werden sollte. Eine lediglich *pauschal* für

⁶¹ So ist eine subadditive Kostenfunktion vorderhand nicht ersichtlich.

⁶² Vgl. Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 [Revision des Energierechts] und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie [Atomausstiegsinitiative]» vom 4. September 2013, BBl 2013 7561, 7613 und 7726 Fn 86.

⁶³ Erläuternder Bericht (Fn 6), 17 f.

alle förderfähigen Anlagen einer bestimmten Technologie geltende Berechnung gestützt auf das Verordnungsrecht trägt den je nach Technologie und Anlageleistung sehr unterschiedlichen Investitionskosten nicht hinreichend Rechnung. Sie bringt damit auch das Potenzial mit sich, dass es zwischen Betreibern unterschiedlicher Energieerzeugungsanlagen zu nicht legitimierbaren Wettbewerbsverzerrungen kommt, da die Prüfung pauschal und nicht mehr auf den individuellen Bedarf gestützt erfolgt.

50. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten darf davon ausgegangen werden, dass ein Investor (insb. bei grösseren Bauprojekten) – auch ohne eine entsprechende regulatorische Anforderung als Voraussetzung für eine Subvention – im Rahmen eines Businessplans unter Berücksichtigung der künftigen Ertragsmöglichkeiten eine möglichst genaue und detaillierte Investitionskostenrechnung erstellt. Daher wird die Pflicht zur Einreichung der Investitionskosten potentielle Investoren kaum von der Weiterverfolgung eines Projekts abhalten; zumal dies zu einer zeitlichen Verzögerung der Gesuchsbearbeitung von maximal einigen wenigen Monaten führen könnte, was sich kaum negativ auf die Planungssicherheit auswirken dürfte. Im Übrigen kann die *definitive* Festsetzung des Investitionsbeitrags erst nach dem Bauabschluss erfolgen, wobei das BFE unter Berücksichtigung der *effektiv angefallenen* Investitionskosten und der voraussichtlichen Nettoproduktion zu prüfen hat, ob die Anspruchsvoraussetzungen noch gegeben sind (Art. 59 Abs. 1 und 2 EnFV⁶⁴). Zudem stellt das BFE für die Gewährleistung des Vollzugs der heutigen Regelung Vorlagen mit den notwendigen Angaben (Antragsformulare und Excel-Tabellen für die Berechnung der Investitionsbeiträge) sowie erklärende Wegleitungen und Merkblätter zur Verfügung, wodurch sich der Aufwand für die Gesuchsteller in Grenzen hält.⁶⁵

51. Sollte es sich nach der Auszahlung der Subventionen und der Inbetriebnahme *aufgrund der effektiven Kosten* und der Marktentwicklung herausstellen, dass die finanzielle Unterstützungsleistung überhöht war, sieht die Gesetzgebung nur unter sehr restriktiven Voraussetzungen eine Rückerstattungsmöglichkeit vor. Eine solche besteht lediglich, «wenn die Bedingungen des Energiemarktes zu einer übermässigen Rentabilität führen».⁶⁶ Gemäss dem Erläuternden Bericht zur EnFV können finanzielle Unterstützungsleistungen nur bei «*starken*» Abweichungen der prognostizierten Rentabilität von der effektiven Entwicklung zurückgefordert werden. Mangels weiterer generell-abstrakter Kriterien im Verordnungsrecht ist unklar, welches Ausmass diese Abweichungen haben müssen, damit eine Rückforderung angeordnet und durchgesetzt werden könnte.⁶⁷ Unter diesen Voraussetzungen wäre es für den Vollzug der Rückerstattung dienlich, wenn zur Beurteilung der Rentabilität die zuvor eingereichte Deklaration der Investitionskosten beigezogen werden könnte. Aufgrund der Tatsache, dass mittels Investitionsbeiträgen hohe Subventionen im mehrstelligen Millionenbereich ausgeschüttet werden können, erscheint auch der mit der Berechnung der NAM einhergehende administrative Kontrollaufwand verhältnismässig.

52. Dass das heutige Kontrollinstrument der NAM durchaus geeignet, erforderlich und praxistauglich ist, um unnötige oder übermässige Förderungen zu verhindern, zeigt sich etwa in einem kürzlich ergangenen Urteil des Bundesverwaltungsgerichts (BVGer). Das BFE wies ein Gesuch der Kraftwerke Oberhasli AG um Investitionsbeiträge für die Erneuerung der Grimselstaumauer ab. Es kam zum Schluss, dass die bei wesentlichen Erneuerungen zu berücksichtigenden Geldflüsse im konkreten Fall nicht zu NAM führten und verneinte daher einen

⁶⁴ Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) vom 1. November 2017.

⁶⁵ Z.B. betreffend Investitionsbeiträge für die Wasserkraft: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/investitionsbeitraege-wasserkraft.html> (29.5.2020).

⁶⁶ Vgl. Art. 29 Abs. 3 Bst. c EnG und Art. 34 Abs. 3 EnFV.

⁶⁷ UVEK, Erstes Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV), Erläuternder Bericht vom Februar 2017, 14.

Anspruch auf eine Unterstützungsleistung. Das Vorgehen des BFE wurde durch das BVGer gestützt.⁶⁸

Ad Projektierungskostenbeiträge für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermieranlagen

Antrag:

Art. 26 Abs. 4, Art. 27a Abs. 3 und Art. 27b Abs. 3 EnG seien zu streichen und es sei auf die Subventionierung von Projektierungskosten für nicht gebaute für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermieranlagen zu verzichten.

Begründung:

53. Im Erläuternden Bericht wird ausgeführt, dass die Verwirklichung von Projekten für die Nutzung der Wasserkraft, der Windenergie und der Geothermie mit hohen Planungsrisiken verbunden sei. Vielversprechende Vorhaben würden an langwierigen und kostspieligen Verfahren scheitern. Dies schrecke potentielle Investoren vor neuen Projekten ab. Daher sollen maximal 40 % der Projektierungskosten für Wasserkraft- und Geothermieranlagen subventioniert werden. Bei Windkraftwerken sollen bis zu 40 % der Windmesskosten erstattet werden. Gewährte Projektierungsbeiträge würden bei einer *allfälligen* späteren Zusicherung eines Investitionsbeitrags von diesem in Abzug gebracht. Insofern würden Projektierungsbeiträge als *vorgezogene* Investitionsbeiträge gelten.⁶⁹

54. Die angedachte Regelung verzerrt den Wettbewerb im Bereich der Stromerzeugung, da nur die Projektierungskosten von *bestimmten* erneuerbaren Energieträgern erstattet werden sollen. Die WEKO lehnt solche regulatorischen Unterstützungsmassnahmen für Projekte, die später nicht zu Stande kommen, ab. Die beschränkten finanziellen Mittel des Netzzuschlagsfonds sollten nur für Projekte eingesetzt werden, die später effektiv verwirklicht werden. Wird eine Anlage später effektiv in Betrieb genommen und erhält sie einen Investitionsbeitrag, sind darin auch die Projektierungskosten berücksichtigt.⁷⁰ Insofern würde mit dem Abzug der bereits vorgängig erstatteten Projektierungskosten lediglich sichergestellt, dass keine Doppelzahlung erfolgt, was eigentlich eine Selbstverständlichkeit sein sollte. Somit würden von den angedachten Unterstützungsmassnahmen primär Projektanten von (aus einem *beliebigen* Grund) *gescheiterten* Projekten profitieren. Für Projektanten würden damit die Planungsrisiken zulasten der Endkundinnen und Endkunden im wesentlichen Umfang entfallen. Dies würden falsche Anreize setzen. Absolute Planungssicherheit ist dem realen Wirtschaftsleben fremd. Investoren haben stets gewisse Unsicherheiten und Planungsrisiken hinzunehmen resp. bei ihren Investitionsentscheiden angemessen zu berücksichtigen.

55. Das Problem der langen Verfahrensdauern bei einem umstrittenen Baugesuch sollte anderweitig gelöst werden; etwa indem die Verfahren zur Beurteilung der Rechtsmittel gestraft werden.

⁶⁸ Vgl. Urteil A-897/2019 des BVGer vom 27. März 2020.

⁶⁹ Erläuternder Bericht (Fn 6), 19.

⁷⁰ Nach geltendem Recht sind bei der Berechnung des Investitionsbeitrags insbesondere die Erstellungs-, die *Planungs*- und die Bauleitungskosten sowie die *Eigenleistungen des Betreibers* anrechenbar, sofern sie in direktem Zusammenhang mit den für die Elektrizitätsproduktion notwendigen Teilen der Anlage anfallen und ausgewiesen werden, für die Steigerung oder Aufrechterhaltung der Elektrizitätsproduktion direkt notwendig sind, angemessen sind und effizient ausgeführt werden; vgl. Art. 61 Abs. 1 EnEV.

Ad Auswirkungen auf den Netzzuschlagsfonds gemäss Ziffer 6.1.2 des Erläuternden Berichts

Antrag:

Im Erläuternden Bericht sei in Ziffer 6.1.2 festzuhalten, dass aufgrund der beabsichtigten Weiterführung und des Ausbaus des bisherigen, auf Subventionen basierenden Fördersystems zusätzliche Kosten von 2023 bis 2035 von total rund 2,8 Milliarden Franken von den Endkundinnen und Endkunden über den Netzzuschlagsfonds zu bezahlen sind. Der für Ziffer 6.1.2 vorgesehene Titel sei in «Auswirkungen auf die Endkundinnen und Endkunden» abzuändern.

Überdies seien im Erläuternden Bericht – basierend auf der in Ziffer 1.2 vorzunehmenden Gegenüberstellung mit alternativen Systemen zur Erreichung der Ziele der ES 2050 – Ausführungen zu den voraussichtlichen Mehrausgaben gegenüber alternativen Systemen zu machen.

Begründung:

56. Aus Sicht der WEKO kommt basierend auf den zurzeit vorgesehenen Erläuterungen nur ungenügend zum Ausdruck, welche zusätzlichen Kosten insbesondere die Industrie und das Gewerbe bei der angedachten Weiterführung und dem Ausbau des bisherigen, auf Subventionen basierenden Fördersystems von 2023 bis 2035 zu tragen haben werden. Aus *Transparenzgründen* würden wir es begrüssen, wenn die diesbezüglichen Mehrkosten von 215 Millionen Franken pro Jahr in der **Summe** dargestellt werden könnten.

57. Zudem kommt in den Ausführungen in Ziffer 6.1.2 für die Leserin und den Leser zurzeit nicht respektive nur ungenügend zum Ausdruck, dass die finanziellen Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds vollständig von den Endkundinnen und Endkunden zu bezahlen sind und *diese* bei einer Weiterführung des bisherigen Fördersystems gegenüber dem geltenden Recht zusätzlich belastet werden. Daher ersuchen wir Sie, den Titel von Ziffer 6.1.2 in diesem Sinne abzuändern.

Die WEKO bedankt sich für die Kenntnisnahme und Berücksichtigung dieser Anliegen.

Mit freundlichen Grüssen

Wettbewerbskommission

Prof. Dr. Andreas Heinemann
Präsident

Prof. Dr. Patrik Ducrey
Direktor



CH-3003 Bern, ElCom

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
3003 Bern
E-Mail: EnG@bfe.admin.ch

Referenz/Aktenzeichen: 041-00113
Unser Zeichen:
Bern, 02.07.2020

041-00113: Vernehmlassungsverfahren zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir beziehen uns auf die am 3. April 2020 eröffnete Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023).

Gerne nehmen wir dazu wie folgt Stellung:

Stromversorgungssicherheit

Die ElCom überwacht von Gesetzes wegen die Versorgungssicherheit. Mit Blick auf die Ausserbetriebnahmen der Kernkraftwerke hat die ElCom bei verschiedenen Gelegenheiten auf die Risiken einer zunehmenden Importabhängigkeit hingewiesen. Das Importrisiko resultiert primär aus einer potenziell eingeschränkten Exportfähigkeit der Nachbarländer. Da auch die Nachbarländer im grossen Stil steuerbare durch stochastische Produktion ersetzen, nimmt die Volatilität im Netz zu und die Elektrizität muss tendenziell über längere Distanzen transportiert werden. Netzengpässe und damit auch die Verfügbarkeit von Redispatchkapazität (im Ausland) werden dadurch noch relevanter. Da die Kosten für Redispatch reguliert werden, hat dies konkret zur Folge, dass die Exportbereitschaft der Nachbarländer nur begrenzt eine Frage des Marktes ist, sondern zunehmend von politischen Entscheidungen im Ausland abhängig ist. Die Situation während der Covid-Pandemie hat gezeigt, dass im Krisenfall die nachbarschaftliche Solidarität nicht in jedem Fall vorausgesetzt werden kann.

Diese Risiken werden potenziell verstärkt, da in der EU mit der Umsetzung des Clean Energy Packages die grenzüberschreitenden Kapazitäten bis 2025 für den Markt zu maximieren sind. Dadurch ergeben sich mehr Transite, welche auch die kritischen Netzelemente im In- und Ausland zusätzlich belasten und zu mehr Netzengpässen führen. Netzengpässe führen in der Praxis heute schon häufig zu einer Begrenzung der verfügbaren Importkapazität. Werden durch die gesetzlich verordnete Maximierung von

Kapazität die Transite erhöht, steigen auch die Kosten für Redispatch an und das Risiko erhöht sich, dass die Kapazitäten in Richtung Schweiz weiter reduziert werden. Gestützt auf diese Überlegungen hat die ECom auf die Notwendigkeit einer angemessenen Eigenversorgung im Winterhalbjahr hingewiesen.

Die Revision EnG bietet aus Sicht der ECom deshalb eine gute Gelegenheit, die Rahmenbedingungen für die Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit zu verbessern. Im Wesentlichen geht es um die Aufrechterhaltung einer angemessenen Eigenversorgung im Winterhalbjahr nach der Ausserbetriebnahme der Schweizer Kernkraftwerke.

Grundsätzlich begrüssen wir, dass mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit dem Entwurf für ein revidiertes Energiegesetz zusätzliche Massnahmen zum Zubau erneuerbarer Energien (EE) in der Schweiz vorgeschlagen werden. Allerdings ist die ECom der Ansicht, dass die aktuell geplanten Massnahmen nicht ausreichen, um eine angemessene, inländische Winterproduktion zu gewährleisten. Da Elektrizität nur sehr begrenzt gespeichert werden kann, die Ausgeglichenheit zwischen Produktion und Verbrauch in Echtzeit gewährleistet werden muss und die EE-Produktion saisonal sehr unterschiedlich anfällt, erachten wir es als notwendig, bei den Rahmenbedingungen für die Produktion zumindest zwischen Sommer- und Winterhalbjahr zu unterscheiden.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit im Winter beantragen wir deshalb, folgende Aspekte bei der Revision des Energiegesetzes in Verbindung mit der Revision des Stromversorgungsgesetzes zu berücksichtigen und an den entsprechenden Stellen zu präzisieren bzw. zu ergänzen:

- Konsequenter Fokus auf die Winterproduktion: Art. 2 revEnG zeigt lediglich die verbindliche *Jahresproduktion* von Elektrizität aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2035 und 2050 auf. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist gesetzlich zu regeln, wieviel *Produktion im Winterhalbjahr X* zur Verfügung stehen muss (z.B. +5.7 TWh Winterproduktion im Jahr 2034/35).

Wie im Grundlagenpapier zur Winterproduktion dargelegt, erachtet die ECom bis zum Jahre 2035 einen Zubau der Winterproduktion um mindestens 5 TWh (Zielbereich 5-10 TWh/a) als notwendig.

- Optimierung der Rahmenbedingungen und Stärkung der Anreize für die Winterproduktion: Der Bundesrat sieht im Rahmen der Revision EnG derzeit nur eine mögliche Förderung von Winterproduktion bei Photovoltaik als «Kann-Bestimmung» auf Verordnungsstufe (vgl. Revision des Energiegesetzes [Fördermassnahmen ab 2023], Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage der Revision EnG, April 2020 [nachfolgend Erläuternder Bericht], Kap. 4.1.3) und bei der Förderung von Wasserkraftanlagen (Art. 26 Abs. 7 revEnG, Erläuternder Bericht Kap. 4.1.4 Seite 19) bei der Bezeichnung der prioritären Anlagen durch das UVEK vor. Aufgrund der Bedenken zur zukünftigen Versorgungssicherheit im Winter sieht die ECom den Bedarf für eine gesetzliche Verankerung von verbindlichen Anreizen zur verstärkten Ausrichtung neuer inländischer Produktionskapazitäten auf die Winterproduktion als gegeben an. Dabei sollen Fördergelder zukünftig grundsätzlich so vergeben werden, dass der notwendige Produktionszuwachs im Winter effizient gewährleistet ist.
- Mit Blick auf das Potenzial bei der Winterproduktion wäre aus Sicht der ECom eine eingehendere Überprüfung der Ausbaumöglichkeiten der saisonalen Speicher sinnvoll. Gemäss NFP 61¹ ist zur nachhaltigen Nutzung der Wasserkraft ein zusätzliches Speichervolumen bis etwa 50% der heute bestehenden Reservoirs möglich. Allerdings müssen auch die Ausführungsbestimmungen so gestaltet werden, dass Projekte in absehbarer Zeit realisiert werden können.
- Ausserdem möchten wir mit Blick auf die Anreize für PV darauf hinweisen, dass die Eigenverbrauchsregelung den Druck zur Anpassung der Tarifstruktur erhöhen wird. Die nicht gedeckten Netzkosten werden auf immer weniger Kostenträger (Endkunden ohne Eigenverbrauch) verteilt. Endverbraucher ohne Eigenverbrauch tragen somit immer höhere Netzkosten. Dieser Effekt ist bislang nur aufgrund der geringen Mengen kaum relevant. Mit dem angestrebten Zubau von PV (vgl. Erläuternder Bericht, Abb. 1) dürfte sich dies jedoch ändern. Denn wenn die Finanzierung des Netzes aufgrund einer ungelösten Verteilungs-Problematik beim Netznutzungsentgelt nicht nachhaltig ausgestaltet wird, wird der Druck zur Einführung von Leistungstarifen zunehmen. Leistungstarife reduzieren jedoch die Attraktivität der Eigenverbrauchsmodelle (und auch die Anreize

¹ Vgl. NFP61 «Nachhaltige Wassernutzung in der Schweiz», 2015, Gesamtsynthese, S. 22.

für einen sparsamen Elektrizitätsverbrauch). Dies beeinträchtigt erstens die Wirtschaftlichkeit der bereits realisierten Anlagen und zweitens würde damit der Anreiz für den Zubau an PV reduziert. Deshalb stellt sich die Frage, ob die geplante Zubauentwicklung als realistisch eingeschätzt werden kann.

- Gesetzliche Verpflichtung Bundesrat für Bau von Erzeugungskapazitäten: Die «Verbindlichkeit» der Ausbauziele in Art. 2 revEnG hat ohne die dazu notwendigen Kompetenzen, bzw. Konsequenzen eher symbolischen Charakter. Die Verbindlichkeit der Zielwerte bezieht sich gemäss aktuellem Vorschlag auf ein Monitoring - wenn sich abzeichnet, dass die Werte für 2035 und 2050 nicht erreicht werden, so hat der Bundesrat zusätzliche Massnahmen zu beantragen (vgl. revEnG Art. 55 Abs. 1 und 3, Erläuternder Bericht, Kap. 5 Abschnitt zu Art. 55). Bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für den Erhalt und Ausbau der Produktion ist insbesondere zu berücksichtigen, dass es zum Bau neuer Kraftwerke einige Jahre Vorlauf braucht. Werden wie vorgeschlagen weitergehende Massnahmen zum Zubau von Winterproduktion basierend auf einem Monitoring nur mit grob definiertem Zielpfad (2035, 2050) initiiert, kann es für Korrekturmassnahmen zeitlich zu spät sein. Daher fordert die ElCom, dass neben dem verbindlichen Zielpfad gesetzlich verankert wird, dass der Bundesrat bei Abweichungen verpflichtet ist, wettbewerbliche Ausschreibungen für den Bau von Erzeugungskapazitäten im Inland für die Reservehaltung mit Fokus auf die Winterproduktion durchzuführen (vgl. auch Grundlagenpapier zur Winterproduktion²).
- Transparenz beim geplanten EE-Zubau: Der Erläuternde Bericht zeigt auf Seite 7, dass der Bundesrat im Besonderen einen Zubau bei PV anstrebt und zeigt die geplanten Werte detailliert auf. Auch für andere erneuerbare Technologien werden Förderinstrumente heute und zukünftig zur Verfügung stehen (vgl. Abb. 2 S. 12). Damit transparent wird, in welcher Höhe ein Produktionszubau im Winter über alle Technologien erwartet werden kann, soll in gleicher Weise wie für die PV auch für die anderen EE Technologien ausgewiesen werden, mit welchen Kapazitäten und Produktionsmengen bis wann gerechnet werden kann und welche Fördermittel und Begleitmassnahmen dazu vorgesehen sind.

Weitere Punkte

Streichung nichtamortisierbare Mehrkosten (Art. 29 Abs. 2 EnG):

Durch die Streichung von Art. 29 Abs. 2 besteht die Gefahr, dass es zu Mitnahmeeffekten kommen könnte und somit auch wirtschaftliche Anlagen von Fördergeldern profitieren könnten. Damit würden Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds abfliessen, die dann anderweitig, beispielsweise für den weiteren Zubau von Produktionskapazitäten mit hohem Winterstromanteil, fehlen. Es empfiehlt sich daher, nicht nur die Vergütungssätze entsprechend festzulegen, sondern auch Anpassungs- oder Rückforderungsmechanismen vorzusehen.

Publikation Produktion aus erneuerbaren Energien:

Heute ist nicht bekannt, wieviel Strom aus erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik, Wind, Wasser und Biomasse tatsächlich in der Schweiz produziert wird: Swissgrid meldet der ENTSO-E beispielsweise Produktionsdaten von Solaranlagen, welche der Bilanzgruppe der Erneuerbaren Energien zugeordnet sind. Dies umfasst jedoch bei weitem nicht alle tatsächlich in der Schweiz installierten Anlagen. Somit liegen die öffentlich verfügbaren, offiziell publizierten Produktionsmengen deutlich unter der tatsächlich erzeugten Menge (und werden tendenziell sogar geringer im Verlauf der Zeit, da neue Anlagen oft nicht mehr in diese Bilanzgruppe aufgenommen werden). Die Produktionsmenge kann bestenfalls abgeschätzt werden, indem die installierte Leistung mit einem Referenzproduktionsprofil multipliziert wird. Ein so geschätzter Wert wird jedoch stets von der tatsächlich erzeugten Menge abweichen.

In Echtzeit bekannte Einspeisung von Solarenergie und anderen erneuerbaren Energien in der Schweiz wird mit zunehmender installierter Leistung immer wichtiger werden, sowohl für Netzbetreiber (stabiler Betrieb) wie auch für Strommarktakteure (Bewirtschaftung von Portfolios, Vermeidung von Ausgleichsenergie). Dies ist in Ländern wie Österreich oder Deutschland längst Standard.³

² Vgl. «Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion, Einschätzung der ElCom», Februar 2020; www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Berichte und Studien.

³ Für Deutschland siehe beispielsweise https://www.energy-charts.de/power_de.htm.

Die ElCom veröffentlicht wöchentlich Marktberichte, welche den Zweck haben, das Geschehen im Schweizer Strommarkt der Öffentlichkeit transparent zu machen. Unter anderem werden auch die Produktionsmengen von Solarenergie dargestellt. Die unvollständigen Daten führen dazu, dass hier nicht korrekte Angaben in den Grafiken berücksichtigt werden müssen.

Bei Pronovo sind zur Erfassung der Herkunftsnachweise (HKN) alle Anlagen registriert. Die grösseren Anlagen sind lastganggemessen, das heisst, mit einer in der Regel viertelstündlichen Granularität werden aktuelle Leistungswerte gemessen.

Die ElCom beantragt daher, dass die Produktionswerte in Echtzeit an eine geeignete Stelle – möglicherweise Pronovo – übermittelt werden. Für nicht lastganggemessene Anlagen soll die Verpflichtung eingeführt werden, anhand von Produktionsstandardprofilen die Einspeisung für nicht gemessene erneuerbare Energie zu ermitteln und die viertelstündlichen Lastgangdaten an eine geeignete Stelle zu übermitteln. Die so ermittelten Produktionsdaten sollen zu der effektiv gemessenen, aggregierten Produktion der grösseren Anlagen addiert werden. Die so für die Schweiz totale, aggregierte Produktionsmenge soll von einer geeigneten Stelle stündlich an Swissgrid übermittelt werden, welche die Werte ebenfalls stündlich an ENTSO-E weiterleitet, damit sie dort veröffentlicht und somit einem grösseren Publikum zugänglich gemacht werden können.

Besten Dank für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom



Werner Luginbühl
Präsident



Renato Tami
Geschäftsführer

Prise de position de la Commission fédérale de la consommation

sur la révision de la Loi sur l'Energie (LEne)
mis à consultation jusqu'au 12 juillet 2020

Contexte général de la révision de la LEne

La révision de la LEne¹ vient dans la suite de la révision de la LApEI², dont le RE³ date d'octobre 2018 et le RC a été publié en septembre 2019. Elle implique la révision de quatre ordonnances énergie examinées dans une prise de position formellement séparée de celle-ci, la révision de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) ayant eu lieu en janvier 2020⁴. La révision de la LEne vise à « *renforcer les incitations à l'investissement dans les installations de production d'électricité issue des énergies renouvelables en Suisse et à assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique à long terme.* » (RE-LEne, p.2).

L'Union Européenne (UE) a prévu des dispositions communes pour le marché intérieur de l'électricité⁵. En vertu de ces dispositions, tous les clients sont considérés comme « clients éligibles » à partir du 1er juillet 2007. La Suisse doit donc ajuster son marché libre de l'électricité pour donner accès à tous les consommateurs. L'ouverture complète du marché de l'énergie, décidée par arrêté fédéral⁶, fait que les consommateurs actuellement non-éligibles (moins de 100 MWh par an; un ménage consomme de 2 à 20 MWh par an) auront le choix entre leur opérateur local traditionnel (un GRD, Gestionnaire de Réseau de Distribution, offrant désormais le MAG (Modèle d'Approvisionnement en électricité Garanti)⁷ et d'autres fournisseurs, impliquant donc des possibilités de changement vers les tarifs les plus avantageux.

Le marché suisse de l'électricité est fortement intégré au marché de l'Union Européenne⁸. Cela présente des avantages (possibilité de s'approvisionner à un tarif souvent, mais pas toujours, avantageux ; contribution à la stabilisation du réseau électrique suisse) et des inconvénients potentiels (dépendance par rapport aux politiques énergétiques des états voisins, surtout l'Allemagne et la France). Mais c'est une réalité incontournable, l'accord sur l'électricité avec l'UE devant être signé (RE AF, p. 12; RE-LEne, p.11). Beaucoup des mesures préconisées visent donc à rendre la signature de cet accord avec l'UE possible (cf. RE LEne, p.11: « Le présent projet de loi doit donc être conforme au droit européen dans la mesure du possible. »).

¹ RS 730.0 - Loi sur l'énergie (LEne), du 30 septembre 2016 (Etat le 1er janvier 2018).

² RS 734.7.

³ Abréviations : RE = Rapport Explicatif; RC = Rapport de Consultation; CI= Contribution d'Investissement; RU = Rétribution Unique; PV = Photovoltaïque ; AF = Arrêté Fédéral sur la deuxième étape de l'ouverture du marché de l'électricité.

⁴ RS 734.71 – Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) du 14 mars 2008 (Etat le 23 mai 2018), révisée en janvier 2020.

⁵ Union Européenne (UE) - Directives 2003/54/CE10 et 2009/72/CE11. Cf. RE Arrêté Fédéral, RE-AF, p. 14.

⁶ Arrêté fédéral sur la deuxième étape de l'ouverture du marché de l'électricité, Rapport explicatif relatif au projet mis en consultation, Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC - Office fédéral de l'énergie - Régulation du marché - octobre 2014.

⁷ RE-AF, p. 10-15.

⁸ Cf. la page du site de Swissgrid qui montre à tout moment les importations et exportations d'électricité des quatre pays voisins. <https://www.swissgrid.ch/fr/home/operation/grid-data/current-data.html#importations-exportations>

Lien de la révision LEné avec l'ouverture du marché de l'électricité

En vertu de l'art. 34, al. 3, LApEl de mars 2007, le marché doit être complètement ouvert par un arrêté fédéral sujet au référendum facultatif.⁹ Le marché suisse de l'électricité comprend de nombreux intervenants¹⁰, avec un monopole de réseau (Swissgrid), une autorité de régulation (ElCom) conformément au modèle d'introduction de la concurrence dans les industries de réseau (*Network Industries*)¹¹.

Cette ouverture est en fait une application du Traité du GATS (*General Agreement on Trade in Services*) de 1995, un des 18 traités de l'OMC signés et ratifiés par la Suisse et par l'UE. Les résultats des consultations pour la révision LApEl¹², publiés en septembre 2019, sont très détaillés et rassemblent un grand nombre de participants (près de 300)¹³ avec des avis convergents dans l'ensemble mais aussi énormément de suggestions de détail. La deuxième étape d'ouverture du marché de l'électricité reçoit un accueil largement favorable de la part de la plupart des acteurs concernés. La définition d'un approvisionnement de base pour les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh bénéficie d'un écho positif, en particulier le fait qu'en cas de pénurie de capacités, les consommateurs MAG sont prioritaires¹⁴, leur évitant ainsi les délestages. En revanche, la définition d'un produit dans l'approvisionnement de base est plus débattue.¹⁵ Pour que le tarif du MAG¹⁶ ne s'éloigne pas excessivement du prix du marché libre, il faudrait *probablement être plus souple sur la part minimum d'énergies renouvelables (au moins 50 %) et préférer un produit qui soit juste majoritairement suisse*. La régulation des prix dans l'approvisionnement de base rassemble une majorité d'avis défavorables, même si les organisations de consommateurs tendent à l'approuver. Une surveillance des abus (par l'ElCom) et la création d'une plateforme comparative suffiraient pourtant. Dans un marché ouvert, les consommateurs finaux peuvent changer de fournisseur. Sur l'approvisionnement de remplacement, il est néanmoins souhaitable que les prix soient plafonnés au moins pour les ménages ou bien que les consommateurs finaux soient directement intégrés dans l'approvisionnement de base.

Concernant le Processus de changement, la Commission fédérale de la consommation (CFC) salue la possibilité (al. 1) de pouvoir entrer ou sortir de l'approvisionnement de base

⁹ Rapport sur les résultats de la Consultation concernant l'arrêté fédéral relatif à la deuxième étape de l'ouverture totale du marché de l'électricité - Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC - Office fédéral de l'énergie - Régulation du marché- Avril 2016.

¹⁰ *Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse*, Document de base pour la réglementation des aspects centraux de l'organisation du marché suisse de l'électricité, MMEE – CH, Aarau: Association des entreprises électriques suisses AES/VSE, 2005.

¹¹ Cf. Economides, Nicholas (2006), "Public Policy in Network Industries", New York University School of Law, Law & Economics Research Paper Series, Working Paper no. 06-49, November.

¹² RS 734.7

¹³ Rapport sur les résultats de la consultation sur la Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché de l'électricité, réserve de stockage et modernisation de la régulation du réseau), DETEC, Septembre 2019. RC-LApEl.

¹⁴ Art 7. Al.1 LApEl ; cf. RE-AF, page 21.

¹⁵ La définition, dans l'approvisionnement de base, d'un produit standard qui s'appuie exclusivement sur du courant indigène et comprend une part minimum d'énergies renouvelables dans le mix d'électricité rencontre un large écho favorable (art. 6, al. 2). Cependant plusieurs partisans du produit standard préconisent un produit standard entièrement suisse et exclusivement basé sur les énergies renouvelables («100% d'énergie verte et suisse par défaut»). FRC et SKS préconisent un produit unique et uniforme dans toute la Suisse, avec une part d'énergies renouvelables conforme à la SE 2050. (extraits du RC LApEl).

¹⁶ Cf. RE-AF, p. 16-17.

(au moins) une fois par an avec un préavis de deux mois sans coûts de transaction élevés pour les consommateurs.¹⁷

L'écho favorable et l'assentiment général pour l'ouverture du marché de l'électricité aux consommateurs captifs (moins de 100MWh par an), jusque-là non éligibles, va cependant avec des désaccords sur des points techniques d'application et parfois de principe¹⁸. Il faut aussi noter que le modèle MAG et le réseau facturé à la puissance plutôt qu'au travail sont loin de faire l'unanimité. Ils sont examinés plus loin dans cet avis. Enfin, l'articulation entre la LApEI (libre marché) et la LEnE (planification volontariste) pose la question de la compatibilité entre l'ouverture du marché de l'électricité et la Stratégie Énergétique 2050¹⁹. Et ce débat était clair dès la consultation pour la révision de la LApEI (RE-AF, p. 25).

Le projet de révision LEnE: Des choix clairs mais un financement incertain

Pour l'essentiel l'encouragement se fait désormais par des contributions d'investissement. Reste soumise à la rétribution unique le petit photovoltaïque. Le financement a deux sources: l'accroissement de 0,1 ct/KWh à 0,2 ct/KWh de l'encouragement alloué à la grande hydraulique et le supplément fédéral actuellement de 2.3 cts/kWh, qui sera maintenu et prélevé sur une plus longue période (jusqu'en 2035).

Le soutien aux grandes installations

La figure 3 dans le RE LEnE²⁰ page 30 intitulée «*Répartition prévisionnelle des besoins d'encouragement supplémentaires entre les différentes technologies soutenues*» donne une vision claire des orientations. Davantage de moyens sont alloués à la grande hydraulique (CHF 55 millions) et une plus grande flexibilité dans leur affectation. En raison du potentiel limité et en partie incertain de développement de l'énergie hydraulique²¹ estimé à 2 TWh/an²², soit un peu plus de 8 % des besoins induits par la sortie du nucléaire, l'effort de développement pour atteindre les objectifs fixés par la Confédération va reposer en grande partie sur les autres énergies renouvelables (PV, éolien, biomasse,) Or, la part des fonds affecté à l'énergie l'hydraulique représente près de 25% du supplément fédéral. Il serait judicieux de mieux équilibrer les mesures de soutien à la grande hydraulique prévus dans la révision LEnE avec leur réelle capacité.

¹⁷ Concernant la compétence du Conseil fédéral de réglementer les conditions de résiliation des contrats relevant du marché (al. 1, let. d), la FRC et SKS veulent une durée contractuelle maximale de douze mois avec un délai de résiliation de deux mois et l'interdiction du renouvellement automatique du contrat. La FRC et SKS souhaitent que les contrats puissent être conclus et résiliés aussi facilement que possible (modèle en un clic) et qu'une facturation électronique soit proposée. SKS réclame des bases juridiques pour une plate-forme comparative gérée de manière neutre (par l'ElCom). (extraits du RC LApEI).

¹⁸ Parmi les points débattus dans RE et RC LApEI, qui vont au-delà de cet avis, figurent: l'abrogation de l'obligation de reprise et de rétribution (art. 15 LEnE), le plafonnement de la rémunération liée à la réservation, un certain scepticisme en particulier des milieux économiques face à l'ajustement proposé du report des coûts, la question du «Contrôle suisse» et de l'indépendance accrue du conseil d'administration de Swissgrid, et la charge élevée que représente la redevance hydraulique qui lèserait la force hydraulique suisse face à la concurrence internationale.

¹⁹ Cf. sur le site du DETEC-OFEN: *Stratégie énergétique 2050 - Chronologie-Chronologie_2018.01.18* et *La Stratégie Énergétique 2050 après L'entrée en Vigueur de la Nouvelle Loi sur L'énergie* (version 2016).

²⁰ Rapport explicatif relatif au projet mis en consultation pour la Révision de la loi sur l'énergie (mesures d'encouragement à partir de 2023), DETEC, Avril 2020. RE LEnE.

²¹ Cf. OFEN, 2 septembre-2019 - Étude concernant le potentiel de développement hydroélectrique en Suisse. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-76258.html>

²² Académies suisses des sciences: *Quel avenir pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse?* 1ère édition, Berne, juillet 2012.

Les grandes installations photovoltaïques sont également privilégiées avec une contribution d'investissement pouvant aller jusqu'à 60 %, mais qui ne les atteindra que rarement car un système d'enchères publiques mettra les porteurs de projets installations photovoltaïques en concurrence pour les contributions d'investissement. La condition de réinjecter toute l'électricité produite alors que l'autoconsommation est trois fois plus rentable que la réinjection, le phénomène de malédiction du vainqueur (*winner's curse*)²³, et la disponibilité limitée de très grandes surfaces de toiture, rendent improbable l'atteinte des objectifs. Les installations de biomasse (CHF 30 millions), les petites installations hydroélectriques (CHF 30 millions), et les installations éoliennes (CHF 15 millions), et des contributions d'étude de projet – pouvant aller jusqu'à 40 % des coûts pour CHF 20 millions se partagent le reste des CHF 215 millions d'encouragements complémentaires.

La figure 4 du RE LEnE d'avril 2020 (p. 31) sur l'« Évolution du fonds alimenté par le supplément. » note que « Les hypothèses de base se fondent sur un scénario moyen, vraisemblable d'un point de vue actuel, la planification actuelle et l'entrée en vigueur de la présente révision de la LEnE en 2023. Les modifications des conditions-cadres, des hypothèses ou des contributions d'encouragement peuvent donner lieu à des écarts importants. » De fait, il est très probable qu'il y aura des écarts importants, que la concurrence entre énergies renouvelables pour l'attribution des contributions d'investissement impliquera au moins une allocation différente de celles indiquées aux figures 3 et 4 du RE-LEne, et très probablement une insuffisance des fonds pour atteindre les objectifs de la Stratégie Énergétique 2050. Mais il existe une possibilité de se rattraper à travers l'Art. 55, al. 1 et al. 3 de la révision LEnE. Les analyses périodiques (al. 1) et les mesures supplémentaires jugées nécessaires (al. 3) suggèrent qu'il existe déjà une anticipation forte que les moyens alloués ne suffiront pas à atteindre les objectifs ambitieux de Stratégie Énergétique 2050.

La continuité entre révision LApEI et révision LEnE

Parmi les mesures techniques, la mise en place d'une réserve de stockage est plébiscitée, malgré des oppositions arguant que la sécurité de l'approvisionnement doit être considérée à l'échelle européenne. Les autres mesures visant la régulation et la stabilisation du réseau sont également à saluer (régulation Sunshine, introduction d'une régulation de la flexibilité), car elles offrent une alternative à l'extension du réseau. De fait, le RE LApEI (page 23) avait qualifié le rapport coût-efficacité du réseau de « laissant à désirer » et souligné l'existence d'« inefficacités importantes », avec des tarifs réseau élevés en Suisse par rapport aux pays européens. Ces tarifs élevés incitent à ajouter des infrastructures matérielles supplémentaires dans le réseau alors que les alternatives intelligentes (« *smart solutions* ») permettent de rendre le réseau plus efficace à moindre coût. Les alternatives intelligentes ne peuvent être que favorables aux consommateurs qui verront les coûts de réseau diminuer, ou au moins se stabiliser. La CFC salue donc ces options.

Absence de prise en compte de la concurrence entre énergies

Le rythme de retrait du nucléaire et des centrales au charbon peut faire changer la donne. Les hypothèses assez optimistes dans le RE révision LApEI (pp. 7-8) reprises dans la révision LEnE (pages 6-8) estiment que la situation excédentaire de l'offre européenne en énergie électrique durera jusqu'en 2030. Elles sont susceptibles d'être remises en cause par

²³ L'asymétrie d'information et le fait que celui qui propose un bien en enchère publique est en situation de monopole fait que celui qui obtient le marché dans une enchère ascendante pour un seul objet tend à le faire à un prix supérieur à la valeur réelle de l'objet (« malédiction du vainqueur »). Autrement dit, ceux qui gagneront les projets de PV en enchère publique se verront accorder une contribution d'investissement bien inférieure à 60%.

une sortie plus rapide que prévu du nucléaire, en Allemagne et en France, et du charbon en Allemagne. Il faut souligner que la question du nucléaire n'est abordée que très brièvement, pas plus que la question de la concurrence entre les énergies, les énergies fossiles étant extrêmement bon marché, incompatibles avec le renouvelable, mais pas incompatibles avec les économies d'énergie. Dans aucun des RE successifs, cette question n'est vraiment abordée. Comme si l'économie de l'électricité était indépendante de celle des énergies de substitution, dont la plupart sont des énergies fossiles qui ne contribuent pas à la réalisation de la stratégie énergétique (SE) 2050 ni à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les fluctuations des prix sur les marchés de l'énergie sont défavorables à une planification à long terme, comme SE 2050. Le prix des énergies fossiles est très bas et risque de le rester au moins durant la prochaine décennie. Les réserves restent très abondantes entre les quatre sources d'énergies fossiles (pétrole, gaz, hydrocarbures extraits de schistes par fracturation, charbon). Un scénario de continuation de la consommation de fuel domestique et de gaz ne peut être exclu, à cause de l'urgence pour les ménages d'un changement non planifié (chaudière à condensation versus Pompe à chaleur) et et/ou de la commodité de la source d'énergie (gaz).

Compatibilité entre Stratégie énergétique 2050 et lois de marchandisation libérale

Très justement, le RE AF p. 25 remarque que « la deuxième étape de l'ouverture du marché est une affaire distincte de la Stratégie énergétique 2050 », même s'il existe des interfaces. L'idée générale est que l'ajout des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 volontariste à des lois de marchandisation libérale (LEne 2016) n'est pas très cohérent, et qu'en fait la Stratégie énergétique 2050 est très probablement sous-financée. Le marché libre sur des bourses de marchandises (c'est le cas de l'électricité, mais aussi du pétrole) provoque des variations erratiques des prix de l'énergie (cf. par exemple pour le début de l'année 2020 pour le pétrole), qui risquent de saboter toute tentative de planifier les ressources énergétiques à long-terme. Malgré ce que dit un peu rapidement la présentation du projet (RE LEne, point 1.3 page9), *il manque le lien entre l'ouverture GATS (globalisation marchande des services) et la stratégie énergétique 2050* (décision en votation populaire suisse).

Les prosumers et les ménages

Comme le note le RE AF p. 24 (point 3.2.3): « Les effets sur les ménages d'une ouverture complète du marché sont limités... Dans une perspective régionale, les ménages des régions où le niveau de prix est élevé devraient gagner, tandis que ceux des régions où les conditions sont actuellement avantageuses devraient perdre. »²⁴

L'outil *Cadastre Solaire*, développé conjointement par l'Office Fédéral de l'Energie, l'Office Fédéral de Topographie et l'Office Fédéral de Météorologie montre que le potentiel solaire en Suisse, incluant toits et façades, est de 67 TWh/an contre seulement 1,7 TWh récoltés en 2017, soit à peine 2 % du potentiel²⁵. Le RE LEne montre que la contribution des ménages en investissement dans le photovoltaïque (PV) doit être très importante. Pourtant, la rétribution unique (RU), et non la contribution d'investissement, reste la norme pour les petites installations PV²⁶ (ménages-prosumers), et elle peut aller jusqu'à 30 %, mais n'est

²⁴ L'EiCom fournit les tarifs détaillés des GRD et on ne peut que constater de très fortes disparités Cf. https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/themes/prix-de-l_electricite/donnees-brutes-des-gestionnaires-suissees-de-reseau-de-distributi.html.

²⁵ Source: «Energie solaire: Gratuite mais sous-exploitée», par Magali Mavilia, *Propriété*, septembre 2019, no.6, page 40.

²⁶ cf. RE LEne, page 13, bas de page.

pas de 30 %. Dans les faits la RU PV est d'un peu moins de 20 % du prix de l'installation PV (sans compter des frais annexes importants liés au permis de construire). A cela s'ajoute une longue liste d'attente de près de deux ans gérée par Pronovo AG, filiale de Swissgrid, pour obtenir la RU PV. L'annexe 2.1, page 5 du projet-de révision OEneR pour-2021 récapitule historiquement le montant de la rétribution unique (RU) pour PV. Elle montre à quel point les RU-PV ont été réduites à la portion congrue au cours du temps. Donc l'incitation devient très faible. D'autant que la grande instabilité des règles et des montants de RU pour PV gêne toute planification à long terme de la part des consommateurs-prosumers²⁷. Et donc la figure 1 page 7 du RE LEné, « Développement en cours et prévu du photovoltaïque en Suisse » semble peu réaliste car elle surestime la part des petites installations PV. *Globalement, la révision LEné favorise les grandes installations au détriment des consommateurs-prosumers, en termes d'incitation*, tout en espérant dans la stratégie présentée que ces *prosumers* vont contribuer de manière majeure à la réalisation de la Stratégie énergétique 2050. Cela paraît donc contradictoire et peu convaincant.

Motivation intrinsèque et motivation extrinsèque

La plupart des ménages consommateurs qui installent du PV le font dans le but de consommer personnellement l'énergie produite et non pas principalement pour injecter l'électricité produite dans le réseau. Pour bénéficier d'une nouvelle rétribution unique, en cas d'agrandissement d'une installation PV existante, ils devront justifier une augmentation notable de puissance. On peut *regretter que les efforts de la transition énergétique soient essentiellement portés par les ménages consommateurs*, qui bénéficient d'un encouragement presque trois fois moins importante que dans les pays voisins (Cf. RE LEné, page 14), et qui supportent seuls les risques de leurs investissements. Or, l'objectif de substituer 24TWh/an d'énergie nucléaire par des énergies renouvelables d'ici 2050 ne pourra pas se faire sans ces *prosumers* qui devraient être mieux encouragés. *La rétribution unique pour petites installations PV devrait être revue sérieusement à la hausse.*

La proposition formulée dans l'ordonnance révisée détériore la rentabilité des petites installations solaires et pénalise les *prosumers* qui déchargent utilement le réseau le midi lorsqu'il est à charge maximale. Les consommateurs sont peu incités à participer à la réalisation de la Stratégie énergétique 2050, de fait encore moins encouragés qu'avant.

Un *prosumer* qui installe 20 panneaux PV (environ 6,5 KWc) et une pompe à chaleur (PAC) air-eau de 11 KW va dépenser environ CHF 20'000 pour le PV et de CHF 40'000 à 45'000 pour la PAC. Il ne reçoit à l'heure actuelle qu'environ 3'200 CHF de rétribution unique et CHF 4'000 de subvention cantonale (base Canton de Vaud), toutes deux imposables. L'assainissement énergétique des bâtiments (politique cantonale) est préféré et n'implique qu'une part minime d'énergies renouvelables. Compte tenu des délais importants pour obtenir le permis de construire de la PAC et les contraintes administratives et coûts financiers (permis de construire, enquête publique, CECB, diagnostic amiante, etc.), le passage à une formule de *prosumer* nécessite une planification rigoureuse. Les ménages qui n'ont pas planifié l'installation d'une PAC, sont contraints, si leur installation de chauffage tombe en panne finale, de la remplacer par une chaudière à combustible fossile, certes à condensation et légèrement plus efficace.

²⁷ Différents articles de Laurianne Altwegg dans le magazine mensuel *FRC-Mieux choisir* documentent les problèmes rencontrés par les *prosumers* face à des règles instables et défavorables: « Photovoltaïque: Promesses non tenues », no. 107, avril 2018, p. 15. « Photovoltaïque. Subventions fantômes », no. 108, mai 2018, p. 18 ; « Photovoltaïque. Tarifs de reprise indigestes », no. 109, juin 2018, p. 22.

Une partie des ménages, et particulièrement les *prosumers*, ont une motivation intrinsèque (non associée à des avantages économiques) liée 1) à une participation active à la transition énergétique et à la stratégie 2050, 2) à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et 3) à la réduction de l'utilisation d'énergies fossiles au profit d'énergies renouvelables. Mais leur motivation extrinsèque (associée à des avantages économiques) est réduite par la faiblesse des encouragements, la longue liste d'attente gérée par PRONOVO, et les difficultés administratives. Les efforts de la transition énergétique sont essentiellement portés par les ménages consommateurs, ceci d'autant plus que les grands consommateurs se voient offrir le remboursement du supplément fédéral, environ CHF 120 millions de en 2019.

Rétribution du réseau liée à la puissance plutôt qu'au travail : Conséquences pour les consommateurs

Les modifications proposées dans la tarification du réseau (tarifs davantage fondés sur la puissance) ou de nouveaux tarifs innovants reçoivent un écho majoritairement favorable²⁸. Un modèle « puissance » n'incite pourtant pas aux économies d'énergie. Certains estiment que le secteur décentralisé de l'énergie a besoin de prescriptions tarifaires reposant moins sur la puissance (KW) et plus sur le travail (KWh)²⁹. Les critiques portent sur le fait qu'il n'existe alors plus aucune incitation à économiser de l'électricité, ainsi que sur la charge des ménages les plus modestes qui progresserait. En outre, on voit mal en quoi la tarification du réseau à la puissance est plus conforme au principe de causalité que la tarification du réseau au travail. La CFC souhaiterait des prix de puissance plus faibles pour la tarification du réseau et, au moins, le maintien du statu quo dans un premier temps. Pourtant, les articles 15 et 16 de OApEl³⁰ sur l'imputation respectivement des coûts du réseau de transport et de celui de distribution prévoit une tarification fondée sur le travail à seulement 30%. En fait, on risque à la fin d'inciter les consommateurs à rester dans les modèles de chauffage traditionnels liés aux énergies fossiles, mais également à se détourner des économies d'énergie électrique, qui s'expriment en KWh consommés annuellement.

Pour la Commission fédérale de la Consommation

Prof. Dr. Pascal Pichonnaz



Président de la CFC

Prof. Anne-Christine Fornage



Vice-Présidente de la CFC

²⁸ Cf. LApEl_Projet_fr-1, RS 730.0, art.14 rémunération pour l'utilisation du réseau, page 5, avant-projet du 17 octobre 2018.

²⁹ En particulier les cantons BS, GR et LU, Swissolar, Ökostrom, ASOL et Swisscleantech. SKS souhaite une composante de travail de 100%.

³⁰ RS 734.71 version du 1er janvier 2020



ENHK c/o BAFU, GU, 3003 Bern

Bundesamt für Energie BFE
3003 Bern

Ihr Zeichen:
Unser Zeichen: GU
Sachbearbeiter/in: MIB
Bern, 9. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes - Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Gestützt auf Art. 4 Abs. 2 All. e des Vernehmlassungsgesetzes nimmt die ENHK zur Revision des Energiegesetzes wie folgt Stellung:

Gemäss dem Erläuternden Bericht soll mit der Vorlage primär das bereits bestehende Förderinstrumentarium im Energiegesetz länger angewendet und punktuell weiterentwickelt werden. Die Vorlage werde im Weiteren zum Anlass genommen, weitere Verbesserungen von geringerer Tragweite vorzunehmen. So ist unter anderem eine Anpassung von Art. 13 Abs. 1 Bst. a vorgesehen, wonach der Bundesrat einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Art. 12 zuerkennen kann, wenn «sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele leistet». Die Kommission nimmt zur Kenntnis, dass hiermit der heute geltende Begriff «Ausbaurichtwerte» im Zusammenhang mit der Festlegung von verbindlichen Zielen (vgl. Art. 2 E-EnV) durch den Begriff «Ausbauziele» ersetzt werden soll.

Die Kommission erlaubt sich, darauf hinzuweisen, dass die Formulierung von Art. 13 Abs. 1 Bst. a grundsätzlich problematisch ist. Wie sie z.B. in ihrer Stellungnahme vom 17. März 2017 im Rahmen der Vernehmlassung zu den Änderungen auf Verordnungsstufe ausgeführt hat, sind die Schwellenwerte für die Zuschreibung eines nationalen Interesses sowohl bei Wasserkraft- als auch bei Windkraftanlagen bereits derart tief angesetzt, dass ihr Beitrag an das Zubauziel kaum relevant ist. Dass Anlagen für die Produktion von erneuerbaren Energien, die nicht einmal diese tiefen Schwellenwerte erreichen, einen «zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele» leisten können sollten, erscheint daher ausgeschlossen.

Antrag: Die Kommission beantragt, dass Art. 13 Abs. 1 Bst. a gelöscht wird.

Zu den weiteren Änderungen hat sie keine Bemerkungen.

Freundliche Grüsse

Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission ENHK



Dr. Heidi Z'graggen
Präsidentin



Dr. Beatrice Miranda-Gut
Stellvertretende Sekretärin

Kopie an:

- Bundesamt für Kultur, Sektion Heimatschutz und Denkmalpflege
- Bundesamt für Umwelt, Abteilung Biodiversität und Landschaft



Konferenz Kantonaler Energiedirektoren
Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie
Conferenza dei direttori cantonali dell'energia
Conferenza dals directurs chantunals d'energia

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und Erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern
Email: EnG@admin.bfe.ch

Bern, 7. Mai 2020

Stellungnahme Vernehmlassung Revision Energiegesetz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurde die EnDK eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen wie folgt Stellung:

I Allgemeine Beurteilung

Wir begrüssen die Revision des EnG mit der Intention, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken. Zur Erreichung dieser Ziele würden wir aus Sicht des Gesamtsystems und aus Effizienzgründen weiterhin die Einführung eines **Lenkungssystems für alle Energieträger** bevorzugen. Aufgrund der fehlenden politischen Akzeptanz sehen wir jedoch in der vorgeschlagenen Verlängerung der Förderung momentan den einzigen praktikablen Weg, um den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz rechtzeitig voranzutreiben.

Die namhafte Produktion von Strom mit schweizerischen erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr erfolgt zurzeit vor allem durch Wasserkraftwerke, aber deren weiterer Ausbau ist technisch nur noch beschränkt möglich. Der Ausbau der Windkraft, welche ebenfalls einen hohen Winteranteil liefern würde, ist unterschiedlichen Widerständen ausgesetzt. Das Potenzial an Biomasse ist begrenzt und die Aussichten für die Stromproduktion mittels Geothermie höchst unsicher. Die **Photovoltaik** (PV) hingegen nimmt aufgrund der vergleichsweise schnellen Zubaumöglichkeit und der hohen Akzeptanz in der Bevölkerung neben der Wasserkraft eine zentrale Rolle ein. Daher ist die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen, zu begrüssen.

Während die Planungssicherheit durch das Verbindlichmachen der Ausbauziele und die Verlängerung der Förderung mittelfristig erhöht wird, schaffen diese Massnahmen jedoch noch immer nicht für alle Produktionsarten die von uns bereits im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) geforderten Investitionsanreize. Investitionen in die **Grosswasserkraft**, bei der in den kommenden 30 Jahren ein Grossteil der Konzessionserneuerungen ansteht, werden von den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Dies unterscheidet sie von In-

vestitionen in erneuerbare Energien durch Private, die im allgemeinen geringere Renditeerwartungen stellen, weil unter Umständen auch nicht-wirtschaftliche Beweggründe eine Rolle spielen. Entsprechend sehen wir den in Art. 30 Abs.5 EnG festgehaltenen Auftrag an das Parlament, einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells zur Unterstützung der Grosswasserkraft auszuarbeiten, mit dieser Vorlage als nicht erfüllt. Dasselbe gilt für die von der UREK-S eingereichten Motionen, welche langfristige Anreize zu Investitionen in Stromerzeugungsanlagen für den Erhalt der Stromversorgungssicherheit fordern (Motionen 18.3000 und 19.3004).

Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit begrüssen wir deshalb die Absicht, **Art. 9 StromVG** mit einer Bestimmung zu ergänzen, wonach der Bundesrat Ausschreibungen zum Zubau von Stromproduktionskapazitäten durchführen kann, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten abzeichnen sollte. Auch wenn die konkrete Ausgestaltung von Art. 9 StromVG heute noch nicht bekannt ist, sind wir der Ansicht, dass die darin vorgesehenen Massnahmen nur sekundär ergriffen werden sollten. Primäres Ziel sollte es sein, es gar nicht erst zu einer "Gefährdung der Versorgung" kommen zu lassen. Ein forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromproduktion, vor allem im Winterhalbjahr, erhöht die Fähigkeit zur Selbstversorgung und damit die Versorgungssicherheit. Entsprechend fordern wir, dass bereits im Rahmen der Revision des EnG wo sinnvoll **Elemente zur Stärkung der Versorgungssicherheit** mittels erneuerbaren Energien eingebaut werden. Zu begrüssen ist diesbezüglich die im erläuternden Bericht angedachte PV-Auktio- nierung für Winterstrom und die neue Regelung zu prioritären Anlagen innerhalb der Was- serkraft.

Nachfolgend gehen wir auf die einzelnen Aspekte der Revision ein.

II Stellungnahme zu einzelnen Aspekten der Vorlage

a Ausbauziele und Förderzeitraum

Wir begrüssen das **Verbindlichmachen der Ausbauziele** in Art. 2 und die in Art. 38 EnG für alle Technologien festgehaltene Verlängerung des Förderzeitraums bis Ende 2035. Die im Anschluss an die Vernehmlassung geplante Erhöhung der Ausbauziele, gestützt auf die neuen Energieperspektiven und das Netto-Null-Szenario für 2050, halten wir für notwen- dig. Vermutlich sind in diesem Zusammenhang auch die Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 EnG anzupassen. Sollte sich anhand des Monitorings später abzeichnen, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden, müssen vom Bundesrat konsequent zusätzlich not- wendige Massnahmen beantragt werden (vgl. Art. 55 Abs. 3 EnG).

Die Bewertung der in der Vorlage enthaltenen Massnahmen sowie eine **Kostenschätzung** ist bis zum Vorliegen der neuen Ausbauziele überaus schwierig. Die Dekarbonisierung und daraus resultierende verstärkte Elektrifizierung stellt die Schweiz vor grosse Herausforde- rungen, die ohne die Akzeptanz von Politik und Bevölkerung nicht gemeistert werden kön- nen. Nicht zuletzt deshalb müssen die Kosten für die geplante Förderung transparent aus- gewiesen und auch bei einer möglichen späteren Anpassung der Ausbauziele offen kom- muniziert werden.

Anträge:

- Erhöhung der Ausbauziele und Überprüfung der Verbrauchsrichtwerte gestützt auf neue Energieperspektiven (EPCH 2050+) und Netto-Null-Ziel für 2050;
- Transparentes Ausweisen der für den Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlichen Kosten.

b Photovoltaik (PV)

Wir begrüssen die Absicht der Vorlage, den PV-Zubau zu beschleunigen. Das Bundesamt für Energie (BFE) schätzt das Solarstrompotenzial der mittelmässig bis hervorragend geeigneten Schweizer Dächer und Hausfassaden auf insgesamt 67 TWh/Jahr. Die Kantone leisten bei diesem Ausbau durch die **Vorschrift zur Eigenstromerzeugung für Neubauten** in den MuKEn 2014 einen Beitrag¹.

Während wir im Bereich der Kleinanlagen das Beibehalten von Investitionsbeiträgen begrüssen, schätzen wir die **Erhöhung der Fördereffizienz durch die Einführung von Auktionen** für grosse PV-Anlagen, da diese einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Der Vorteil der geplanten Auktionierungen liegt darin, dass die Mittel effizienter und effektiver eingesetzt werden und die preiswertesten Grossanlagen gebaut werden.

Die Vorlage bleibt hinsichtlich der Details zum **Auktionsdesign** weitgehend vage. Der Bundesrat kann entscheiden, wie häufig und mit welchen Volumina pro Jahr ausgeschrieben wird und ab welcher Anlagengrösse eine Auktionierungspflicht besteht. Uns scheint es wichtig, dass hierbei zwischen kleinen und grossen Anlagenbetreibern unterschieden wird und der administrative Aufwand den entsprechenden Fähigkeiten entspricht. Aufgrund unserer Erfahrungswerte im Gebäudebereich schlagen wir die Durchführung von Auktionen ab einer Anlagengrösse von 300 kWp vor.

Zur Erreichung der ambitionierten Ausbauziele sollte mit der Förderung darauf hingewirkt werden, dass die **gesamten für PV geeigneten Dachflächen genutzt und diese nicht nur für den Eigenverbrauch optimiert** werden. Wir begrüssen entsprechend den erhöhten Investitionsbeitrag von 60 Prozent für Anlagen ohne Eigenverbrauch gemäss Art. 25 Abs. 3 EnG. Gemäss Art. 25a Abs. 2 EnG kann der Bundesrat zudem im Bereich der Auktionen separate Auktionen mit unterschiedlichen Bedingungen für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch vorsehen. Wir erachten eine solche Trennung als sehr wichtig, da grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch im aktuellen Umfeld kaum realisiert werden und solche mit Eigenverbrauch bisher auch ohne zusätzliche Massnahmen zugebaut wurden.

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit sehen wir beim gezielten Einsatz von Fördermitteln für die **Stromproduktion von PV-Anlagen im Winterhalbjahr** Ergänzungsbedarf. Zwar kann der Bundesrat gemäss dem erläuternden Bericht den Beitrag einer PV-Anlage zur Stromproduktion im Winterhalbjahr als Auktions-Kriterium wählen, was wir ausdrücklich begrüssen. Darüber hinaus sollten aber auch zusätzliche finanzielle Anreize für die Produktion von Strom im Winterhalbjahr im Rahmen der regulären Einmalvergütung (ausserhalb der Auktionen) geschaffen werden.

¹ Gemäss den MuKEn 2014 sollen Neubauten einen Teil der von ihnen benötigten Elektrizität selber erzeugen. Die im, auf oder am Gebäude installierte Elektrizitätserzeugungsanlage muss mindestens 10 W pro m² EBF betragen, wobei nie 30 kW oder mehr verlangt werden. Bei flächendeckender Anwendung dieser Anforderung würde mit Hilfe neuer Gebäude pro Jahr eine PV-Leistung von 85 MWp zugebaut, welche 85 GWh Strom erzeugen.

Schlussendlich hängt der Zubau von PV-Anlagen nicht nur von der Förderung, sondern auch in wesentlichen Teilen von der Berechnungsweise der **Netzentgelte** sowie der **Rückliefertarifierung** ab. Durch die auf einen Arbeitspreis fokussierten Netzentgelte besteht z.B. ein Anreiz zur Optimierung des Eigenverbrauchs, obwohl aus Sicht der Versorgungssicherheit eine Vollbelegung der Dächer mit PV-Modulen wünschenswert wäre. Die regional sehr unterschiedlich hohen, nicht marktbasierten Rückliefertarife führen zudem dazu, dass an den Marktbedürfnissen vorbei Strom produziert wird. Es ist daher zu begrüssen, dass im Rahmen der Revision des StromVG die Netznutzungstarife für die Endverbraucher angepasst werden. In Sachen Rückliefertarife wäre es wünschenswert, dass diese schweizweit einheitlich ausfallen und die Saisonalität reflektieren.

Anträge:

- Auktionierung ab einer Anlagegrösse von 300 kWp in Anbetracht des zumutbaren administrativen Aufwands des Betreibers;
- Finanzielle Besserstellung von PV-Anlagen mit erhöhter Stromproduktion im Winterhalbjahr, auch ausserhalb von Auktionsverfahren.

c Wasserkraft

Die Wasserkraft wird mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft zum **Rückgrat der inländischen Stromproduktion** und nimmt insbesondere für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr eine zentrale Rolle ein. Die Investitionen in die Grosswasserkraft werden von den Energieversorgungsunternehmen mit einem Horizont von 60 bis 80 Jahren und nach rein ökonomischen Aspekten getätigt. Sie stehen in direkter Konkurrenz zu Investitionen in andere (erneuerbare) Energieerzeugungsanlagen im Ausland, welche in den letzten Jahren rege getätigt wurden. Die zu erwartenden Erträge in der Schweiz hängen von den Preisentwicklungen in Europa und der ganzen Welt ab und sind damit von der Schweizer Politik nicht beeinflussbar. Hinzu kommen Unsicherheiten, die durch ausländische Regulierungen und Förderungen ausgelöst werden.

Der **Neubau und weitere Ausbau** der Wasserkraft in der Schweiz ist technisch und aufgrund der strengen Umweltauflagen heute nur noch beschränkt möglich. Auch wenn wir die vorgeschlagene Verdopplung der Finanzmittel begrüssen, haben wir starke Zweifel, dass die nötigen Projekte einzig mit Projektierungs- und Investitionsbeiträgen ausgelöst werden. Während die Energieversorgungsunternehmen nämlich über genügend Kapital verfügen, erachteten sie das Risiko für künftige Erträge bei einem Investitionshorizont von 60 bis 80 Jahren bisher als zu hoch. Als Mittel zur Stärkung der Versorgungssicherheit begrüssen wir die vorgeschlagene Regelung gemäss Art. 26 Abs. 7 EnG zu den prioritären Anlagen, insbesondere auch weil sie den Entscheidbehörden bei der Abwägung des nationalen Interesses als Hilfe dient. Die Priorisierung sollte transparent erfolgen und für die Öffentlichkeit einsehbar sein. Gelingt es nicht, den nötigen Neu- und Ausbau anzureizen, muss dieser im Rahmen des neu zu gestaltenden Art. 9 StromVG (Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung) erfolgen. Es ist jedoch fraglich, ob die Zeit für den Neu- oder Ausbau eines erneuerbaren Kraftwerks bei einer mittelfristigen Abzeichnung einer Gefährdung der Versorgungssicherheit noch ausreicht, weshalb der Neu- und Ausbau primär über die Förderung angereizt werden sollte.

Bei den **bestehenden Kraftwerken** stehen zwischen 2020 und 2050 Konzessionserneuerungen von rund 25'000 GWh an, im Rahmen derer in der Regel auch Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden und umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen. Aufgrund der begrenzten Zubaumöglichkeit ist der Erhalt der bestehenden Grosswasserkraftwerke für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung.

Wir kritisieren entsprechend den Wegfall von Investitionsbeiträgen für die Erneuerungen von Grosswasserkraftwerken, weil wir befürchten, dass damit von den Kraftwerksbetreibern nur noch die absolut notwendigen Investitionen getätigt werden. Die Kleinwasserkraft wird hier bevorzugt, obwohl sie ökologisch zu gewichtigeren Eingriffen führt.

Mit dem **Wegfall der Marktprämie** verliert die Grosswasserkraft ein Instrument, welches ihr in Zeiten mit anhaltend tiefen Marktpreisen eine minimale Ertragsbasis sichert. Aufgrund deren Nicht-Kompatibilität mit einem möglichen Stromabkommen mit der EU können wir deren Auslaufen nachvollziehen. Dennoch sind wir der Ansicht, dass ein von der EU akzeptierbarer Mechanismus gefunden werden muss, welcher die Schweizer Wasserkraft in Zeiten mit anhaltenden Strompreisverwerfungen auch in Zukunft absichern kann. Dieses Bedürfnis besteht sowohl bei Investitionen in wesentliche Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken als auch bei Investitionen in Neu- und Ausbauten. Der neu zu schaffende Absicherungsmechanismus könnte deshalb an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpfen. Er sollte – gegen vollständige Transparenz von Seiten des Betreibers – kraftwerkspezifisch und unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit erfolgen. Auf diese Weise könnte die Investitionsbereitschaft ohne den übermässigen Einsatz von öffentlichen Mitteln entscheidend erhöht werden.

Anträge:

- Grundsätzlich: Schaffung der erforderlichen Planungs- und Investitionssicherheit für die Wasserkraft mit ihrem langen Betriebshorizont von 60 und mehr Jahren;
- Beibehalten von Investitionsbeiträgen für die Erneuerung von bestehenden Grosswasserkraftwerken;
- Einführung eines von der EU akzeptierbaren Absicherungsmechanismus bei langfristig sehr tiefen Marktpreisen, welcher an den Neu- und Ausbau sowie an wesentliche Erneuerungen knüpft und kraftwerkspezifisch unter Berücksichtigung des Beitrags an die Versorgungssicherheit gewährt wird.

d Windkraft

Bedauerlicherweise stösst die Windenergie in der Schweiz auf unterschiedlichen Widerstand aus Landschafts-, Natur- und Umweltperspektive. Sie würde sehr gute Voraussetzungen zur **Winterstromproduktion** bieten und damit der Versorgungssicherheit dienen. Entsprechend begrüssen wir die Weiterführung der Förderung über 2022 hinaus sowie auch den Übergang zum System der Investitionsbeiträge. Die vorgeschlagene Höhe der **Investitionsbeiträge** von jährlich 15 Mio. halten wir im Vergleich zur Kleinwasserkraft (30 Mio.) insgesamt für zu tief, weil die Letztere gewichtigere ökologische Eingriffe mit sich bringt.

Während wir die Einführung von **Projektierungsbeiträgen** begrüssen, kritisieren wir, dass diese nur für die Windmessung gesprochen werden sollen. Die Planungskosten und die Realisierungszeit für Windenergieanlagen sind, nicht zuletzt aufgrund des verbreiteten Widerstands, sehr hoch und dadurch besonders risikoreich.

Die vorgeschlagene **Untergrenze der Förderung** von 10 MW verhindert allenfalls bereits die Projektierungsphase für kleinere Windparks mit zwei bis drei Anlagen im 3 MW-Bereich. Das gleiche gilt für ein Repowering von bestehenden Anlagen. Die Begrenzung für die Ausbezahlung von Förderbeiträgen soll deshalb auf 5 MW oder tiefer herabgesetzt werden.

Anträge:

- Erhöhung der jährlichen Summe der Investitionsbeiträge für die Windkraft (> 15 Mio.);
- Einführung von weitergehenden Projektierungsbeiträgen (>Windmessung);
- Reduktion der Förderuntergrenze auf 5 MW oder weniger.

e Übrige Technologien

Wir begrüßen die Weiterführung der Förderung für **Biogasanlagen** und **Geothermie** über 2022 hinaus sowie den Übergang zum System der Investitionsbeiträge, auch wenn die Rentabilität von Biogasanlagen damit weiterhin anspruchsvoll bleibt. Ebenfalls positiv bewerten wir die vorgeschlagenen Projektierungsbeiträge.

Bei der Förderung von **Holzkraftwerken** mit Investitionsbeiträgen ist die natürliche Speicherkapazität von Holz zu berücksichtigen. Die Investitionsbeiträge sollten deshalb mit Blick auf die Versorgungssicherheit an Bedingungen zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr geknüpft werden.

Antrag:

- Auszahlung von Investitionsbeiträgen für Holzkraftwerke sollten mit Blick auf die Versorgungssicherheit an Bedingungen zur Produktion von Strom und Wärme im Winterhalbjahr geknüpft werden.

f Weitere Aspekte

Die Revision des EnG steht in engem Zusammenhang mit der Revision des StromVG. Wir sprechen uns entsprechend für eine **gleichzeitige Beratung der beiden Vorlagen** im Parlament aus. Gelingt es nicht, die neuen Regelungen per 2023 in Kraft zu setzen, droht eine **Regelungslücke** und ein **Unterbruch der Förderung**. Die Lücke würde nicht nur beim bis Ende 2022 befristeten Einspeisevergütungssystem für Wind, Geothermie und Biomasse entstehen, sondern auch bei der Marktprämie für die Wasserkraft und bei der Priorisierung erneuerbarer Energien in der Grundversorgung gemäss Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG (Durchschnittspreismethode).

Antrag:

- Für den Fall, dass das revidierte Gesetz nicht per 2023 in Kraft tritt, sind die auslaufenden Regelungen (Einspeisevergütungssystem, Marktprämie und Priorisierung erneuerbarer Energie in Grundversorgung) zu verlängern.

Wir bedanken uns im Voraus für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Mit freundlichen Grüßen

RR Dr. Mario Cavigelli
Präsident EnDK

Caterina Mattle
Generalsekretärin EnDK



Schweizerische Arbeitsgemeinschaft für die Berggebiete
Groupement suisse pour les régions de montagne
Gruppo svizzero per le regioni di montagna
Gruppa svizra per las regiuns da muntogna

Schweizerische Arbeitsgemeinschaft für die Berggebiete, Postfach, 3001 Bern

Frau Bundespräsidentin
Simonetta Sommaruga
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 10
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Bern, 7. Juli 2020
TK / I 15

(avec un résumé en français à la fin du document)

Stellungnahme der SAB zur Revision des Energiegesetzes (EnG)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Die Schweizerische Arbeitsgemeinschaft für die Berggebiete (SAB) bedankt sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme zum obenstehenden Geschäft. Die SAB vertritt als gesamtschweizerische Dachorganisation die Interessen der Berggebiete in wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Belangen. Mitglieder der SAB sind 22 Kantone, 41 Regionen, rund 600 Gemeinden sowie zahlreiche Organisationen und Einzelmitglieder.

Grundsätzliche Bemerkungen

Der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Nutzung der damit verbundenen volkswirtschaftlichen Potenziale in den Berggebieten und ländlichen Räumen stellt für die SAB ein zentrales politisches Anliegen dar. Sie hat dessen Bedeutung verschiedentlich betont, insbesondere in ihrer Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 14. Dezember 2018. Vor diesem Hintergrund begrüsst die SAB, dass der Bundesrat mit der vorliegenden Gesetzesrevision ausdrücklich das Ziel verfolgt, die Anreize für Investitionen in die einheimische Energieproduktion zu stärken und die Planungssicherheit zu erhöhen. Die SAB erachtet die Revision auch deswegen als unerlässlich, weil gewisse zeitlich befristete Massnahmen des Energiegesetzes in den kommenden Jahren auslaufen.

Entgegen der Darstellung des Bundesrates ist die SAB der Auffassung, dass die Stärkung der Investitionsanreize in erneuerbare Energien und eine Weiterführung der entsprechenden Fördermassnahmen unabhängig von der Frage einer allfälligen vollständigen Strommarktöffnung

notwendig sind, namentlich unter dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit und der Verringerung der CO₂-Emissionen. Sie weist deswegen die vom Bundesrat hergestellte Verbindung zwischen beiden Vorlagen zurück. **Die Stärkung der einheimischen, erneuerbaren Energien stellt nicht ein Mittel dar, um die negativen Auswirkungen einer vollständigen Strommarktöffnung zu reduzieren, sondern eine unerlässliche Investition in einen Sektor von strategischer Bedeutung und einen wichtigen Beitrag an das Erreichen der Klimaziele, die sich der Bundesrat gesetzt hat.**

Die nach wie vor sehr hohe Auslandsabhängigkeit im Energiebereich verdeutlicht den dringenden Handlungsbedarf. Gemäss den aktuellen Daten des Bundesamtes für Energie (BFE) belief sich der Anteil der Einfuhren am Endenergieverbrauch 2018 auf rund 75%. Die Erfahrungen im Zusammenhang mit der Covid-19-Pandemie zeigen die grundsätzliche Problematik einer solchen Abhängigkeit in strategischen Sektoren auf. Im letzten, 2015 veröffentlichten Risikobericht des Bundes wird eine Strommangellage explizit als das potenziell gefährlichste Szenario erwähnt. Der Bundesrat schätzte das von einer solchen Situation ausgehende Gefährdungspotenzial höher ein als bei einer Pandemie.

Trotz dieser Risikoanalyse und des politischen Grundsatzentscheides zum Ausbau der erneuerbaren, einheimischen Energieproduktion im Rahmen der Energiestrategie 2050 verläuft der Aufbau der entsprechenden Kapazitäten in der Schweiz sehr langsam. Nach wie vor werden zahlreiche Potenziale bei weitem nicht ausgenutzt. Dies gilt insbesondere, aber nicht ausschliesslich, für den Energieholzverbrauch. Jedes Jahr wachsen in der Schweiz rund 10 Millionen Kubikmeter Holz nach. Davon könnten 7 bis 8 Millionen Kubikmeter geerntet werden, ohne dass es zu einer Übernutzung der Wälder käme. Eine stärkere Ausschöpfung des Holzenergiepotenzials – sowohl im Wärme- wie auch im Elektrizitätsbereich – könnte entscheidend an die Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen und würde sich zudem positiv auf die Wertschöpfung in den Berggebieten und ländlichen Räumen auswirken. Zudem kann Holzenergie im Kontext der Energiewende eine wichtige Rolle als Bandenergie spielen, namentlich während des Winterhalbjahres.

Im Bereich der Photovoltaik bestehen ebenfalls zusätzliche Potenziale. Im April 2019 schätzte das BFE das Solarstrompotenzial des Schweizer Gebäudeparks auf 67 TWh, was bedeutend mehr ist als der derzeitige jährliche Gesamtstromverbrauch in der Schweiz. Wegen der höheren UV-Einstrahlung und der tieferen Temperaturen ist Photovoltaik in den Berggebieten besonders effektiv. Innovative Pilotprojekte wie das schwimmende Solarkraftwerk der Romande Energie auf dem Lac de Toulouze, das sich derzeit in Bau befindet, zeigen vielversprechende Möglichkeiten auf, die entsprechenden Potenziale zu nutzen.

Schliesslich macht auch der vom BFE im November 2019 veröffentlichte Monitoringbericht zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 deutlich, dass in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zusätzlicher Handlungsbedarf besteht. Sowohl im Bereich der neuen erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Biomasse, Solarstrom, Geothermie) wie auch in der Wasserkraft reicht der derzeit bestehende jährliche Zubau nicht aus, um die im Energiegesetz verankerten Richtwerte zu erreichen. Seit 2011 lag der Zubau der neuen erneuerbaren Energien bei durchschnittlich 309 GWh pro Jahr. Damit die für 2035 vorgesehene jährliche Produktion von 11 400 GWh erreicht werden kann, ist bis zu diesem Zeitpunkt ein Zuwachs von jährlich 443 GWh erforderlich. Auch der für die Wasserkraft vorgesehene Ausbau um 2 000 GWh zwischen 2011 und 2035 erfordert weitere Anstrengungen.

In einer klimapolitischen Perspektive setzen die Umsetzung des Pariser Abkommens sowie das Ziel des Bundesrates, bis 2050 eine ausgeglichene Emissionsbilanz zu erreichen, entsprechende Massnahmen im Energiebereich voraus.

Aus Sicht der SAB reicht die Optimierung der Förderinstrumente allerdings nicht aus, um die Investitionsbedingungen in die erneuerbaren Energien zu verbessern. Wie die Erfahrungen der letzten Jahre zeigen, besteht namentlich auch bei den Planungs- und Bewilligungsverfahren sowie in Bezug auf die langfristige Rentabilität von Investitionen in die einheimische Energieproduktion Handlungsbedarf.

Die aufwendigen Vorabklärungen, die komplexen Normen, namentlich im Bereich des Natur- und Landschaftsschutzes, und die zahlreichen Rekursmöglichkeiten ziehen die Verfahren derzeit in einer inakzeptablen Weise in die Länge und schaffen für Investoren eine enorme Unsicherheit. Allein im Bereich der Windenergie sind derzeit in der Schweiz mehr als 15 Projekte hängig, deren Abschluss nach teilweise mehr als zehnjährigen Verfahren noch nicht absehbar ist. Mit den neu vorgesehenen Projektierungsbeiträgen für Wasserkraft, Windenergie- und Geothermianlagen geht der Bundesrat in der Vernehmlassungsvorlage teilweise auf diese Fragen ein. In Bezug auf die Bewilligungsverfahren liegen hingegen noch keine Verbesserungsvorschläge vor. Die SAB erinnert deswegen an dieser Stelle daran, dass eine effizientere Gestaltung der Bewilligungsverfahren und eine klare Definition der Fristen Grundvoraussetzungen sind, um Projekte zu ermöglichen und die Ausbauziele zu erreichen.

Angesichts der tiefen Referenzpreise auf dem europäischen Strommarkt stellt sich schliesslich die Frage, welche weitergehenden Massnahmen geeignet sind, um die langfristige betriebswirtschaftliche Rentabilität von Investitionen in die Versorgungssicherheit und in eine nachhaltige inländische Energieversorgung sicherzustellen, namentlich bei grösseren Anlagen. Der vom Bundesrat vorgesehene Aufbau einer strategischen Reserve mit einer entsprechenden Vergütung ist unter diesem Blickwinkel positiv zu werten. Entsprechend dieser Massnahme sollten im Rahmen der laufenden Version weitere Ansätze geprüft werden, die namentlich das Problem der Versorgungslücke im Winter adressieren.

Bewertung der Vorlage

Die SAB begrüsst die grundlegende Stossrichtung der Vernehmlassungsvorlage. Die vorgeschlagenen Massnahmen sind grösstenteils zweckmässig und bringen in Bezug auf den Ausbau der inländischen Energieproduktion wichtige Fortschritte. Als positiv erachtet die SAB namentlich:

- die Verankerung der Richtwerte zum Ausbau der Wasserkraft und anderer erneuerbarer Energien als verbindliche Ziele im revidierten Energiegesetz (Art. 2) sowie die Verpflichtung des Bundesrates, dem Parlament zusätzliche Massnahmen vorzuschlagen, falls die Richtwerte nicht erreicht werden;
- die Weiterführung der Förderung der neuen erneuerbaren Energien mit den bestehenden Instrumenten, d.h. den Investitionsbeiträgen und den Einmalvergütungen (Art. 25-27), sowie die Erhöhung der Investitionsbeiträge auf neu maximal 60 Prozent der Baukosten von Photovoltaik-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermianlagen;
- die Ausweitung der Investitionsbeiträge im Bereich der Geothermie auf die Erschliessung des Untergrundes (Art. 27b);
- die Verdoppelung der Investitionsbeiträge für neue Grosswasserkraftwerke von 0.1 auf 0.2 Rp./kWh sowie die Regelung, die eine prioritäre Förderung neuer Wasserkraftanlagen mit grosser zusätzlicher Produktionserwartung vorsieht;
- den Verzicht auf eine Erhöhung des heute bestehenden Netzzuschlags von 2.3 Rp./kWh, um die volkswirtschaftlichen Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien im bisherigen Mass beizubehalten bzw. über die weitere Verbesserung der Energieeffizienz zu senken;
- die Berücksichtigung des EU-Rechts bei der Ausarbeitung der Vorlage, namentlich die Regeln des Clean Energy Package (CEP) zum Zubau von erneuerbaren Energien und

die Regeln über staatliche Beihilfen, im Hinblick auf den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU;

- die im erläuternden Bericht erwähnte Berücksichtigung des Potenzials neu entstehender Gletscherseen und eisfreier Gebiete zur Produktion von Wasserkraft im Rahmen eines integrierten Wassermanagements in den Berggebieten.

Die SAB erachtet es ebenfalls als zweckmässig, analog zu internationalen Erfahrungen neue Mechanismen zu testen, um die Effizienz des Fördersystems zu erhöhen. Die Einführung eines Auktionssystems für grosse Photovoltaikanlagen ist vor diesem Hintergrund prüfenswert. Trotz der grundsätzlich positiven Beurteilung der Massnahme hat die SAB Vorbehalte betreffend die auf S. 16 des erläuternden Berichts erwähnten Zuschlagskriterien. Gemäss den Ausführungen des Bundesrates soll bei den Auktionen der angebotene Fördersatz pro Kilowatt als Hauptzuschlagskriterium gelten. Zusätzlich können weitere Aspekte wie beispielsweise der Beitrag einer Photovoltaikanlage zur Stromproduktion im Winterhalbjahr berücksichtigt werden. Die SAB erachtet diesen Kriterienkatalog als ungenügend. Neben den rein wirtschaftlichen bzw. energietechnischen Effizienzkriterien ist es zwingend notwendig, analog zur Formulierung im neuen Gesetz über das öffentliche Beschaffungswesen Qualitäts- und Nachhaltigkeitsaspekte im weitesten Sinne zu berücksichtigen und damit einen Beitrag an die inländische Wertschöpfung zu leisten.

Änderungsanträge

Die SAB beantragt, in der weiteren Ausarbeitung der Vorlage folgende Aspekte zusätzlich zu berücksichtigen:

- **Ausweitung der Förderung im Bereich der Holzenergie**
Das revidierte Gesetz sieht in Art. 27 Investitionsbeiträge für Holzkraftwerke von 60 Prozent der anrechenbaren Kosten vor. Dieses Förderinstrument bezieht sich ausschliesslich auf die Stromproduktion und wird damit dem Energiepotenzial des Holzes nicht gerecht. Derzeit werden schweizweit nur rund 5% des insgesamt genutzten Holzes für die Stromproduktion genutzt, während 95% in Heizungsanlagen Verwendung finden. Dabei deckt Holzenergie rund 10% des landesweiten Bedarfs an Heizungswärme und trägt auf diese Weise entscheidend zur Verringerung der Auslandsabhängigkeit im Energiebereich bei. Im Sinn der vom Parlament im letzten Jahr überwiesenen Motion [19.3277](#) fordert die SAB, dass der Bund im Rahmen der laufenden Revision des Energiegesetzes die nötigen Voraussetzungen schafft, um die Fördermechanismen auf die Wärmeproduktion aus Holz auszudehnen, in Ergänzung zu den bestehenden Instrumenten des Gebäudeprogramms. Die entsprechenden Massnahmen sollten ausdrücklich auf das Ziel einer besseren Nutzung der mit Holz verbundenen regionalwirtschaftlichen Potenziale ausgerichtet sein.
- **Analyse der Investitionshindernisse sowie Beschleunigung der Bewilligungsverfahren**
Wie einleitend ausgeführt bremsen die langen und komplexen Bewilligungsverfahren sowie die ungenügende langfristige Rentabilität den Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion. Eine Ausweitung der Fördermechanismen allein reicht nicht aus, um die angestrebten Ausbauziele zu erreichen. Die SAB beantragt, ergänzend zur Revision des Energiegesetzes die Investitionshindernisse umfassend zu analysieren, insbesondere mit Blick auf die Länge der Bewilligungsverfahren, die Frage der Wirtschaftlichkeit im Kontext tiefer europäischer Referenzpreise und die Anforderungen des Natur- und Landschaftsschutzes. Ausgehend von dieser Analyse ist der Bundesrat aufgefordert, Massnahmen zu ergreifen, um die Investitionshindernisse zu verringern. In gleicher Weise spricht sich die SAB dafür aus, die Länge der Bewilligungsverfahren und der Prozeduren unter einer angemessenen Berücksichtigung der Mitsprache- und Rekursrechte auf maximal fünf Jahre zu beschränken.

- Explizite Verankerung des Nachhaltigkeitskriteriums in den Auktionsverfahren für grosse Photovoltaikanlagen

Die SAB beantragt, analog zur Formulierung in Art. 29 des Bundesgesetzes über das öffentliche Beschaffungswesen in den Bestimmungen zu den Auktionen das Nachhaltigkeitskriterium ausdrücklich zu erwähnen. Diesem Anliegen kann mit einer Umformulierung des Art. 25a Abs. 3 Rechnung getragen werden.

Bestehende Fassung:

Der Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung ist das Hauptkriterium für den Zuschlag. Der Bundesrat kann weitere Kriterien vorsehen.

Neue Fassung:

Bei der Vergabe der Zuschläge berücksichtigt die ausschreibende Stelle den Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung sowie ergänzende Kriterien wie namentlich den Beitrag der Anlage an die Stromproduktion im Winterhalbjahr und die Nachhaltigkeit. Der Bundesrat kann weitere Kriterien vorsehen.

- Umsetzung der Revision unabhängig vom abschliessenden Entscheid zu einer allfälligen vollständigen Strommarktöffnung

Die SAB nimmt Kenntnis von den im Zusammenhang mit der Vernehmlassungsvorlage kommunizierten Eckwerten der vollständigen Strommarktöffnung. Die Erhöhung des Anteils der einheimischen erneuerbaren Energien auf 100% im Standardprodukt der Grundversorgung entspricht einer Forderung, die auch die SAB während der Vernehmlassung formuliert hat. Wichtige Fragen im Zusammenhang mit der Vorlage bleiben allerdings nach wie vor unbeantwortet. Die SAB erneuert daher an dieser Stelle ihre Forderung, die Auswirkungen einer vollständigen Strommarktöffnung auf der Grundlage verschiedener Szenarien zur Strompreisentwicklung faktenbasiert zu prüfen, namentlich unter dem Blickwinkel der Attraktivität von Investitionen in die erneuerbare, einheimische Stromproduktion. Zudem weist sie die im Bundesratsentscheid vom 29. September 2019 hergestellte Verknüpfung zwischen den beiden Vorlagen ausdrücklich zurück und fordert unabhängig vom abschliessenden Entscheid zur vollständigen Öffnung des Strommarktes eine Ausweitung und Stärkung der Förderung der einheimischen Energiequellen.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen und verbleiben

mit freundlichen Grüssen

**SCHWEIZERISCHE ARBEITSGEMEINSCHAFT
FÜR DIE BERGGEBIETE (SAB)**

Die Präsidentin:

Der Direktor:

Christine Bulliard-Marbach
Nationalrätin

Thomas Egger

Résumé :

Comme il l'a exprimé à plusieurs reprises, en particulier lors de la consultation sur le projet de libéralisation complète du marché de l'électricité, le Groupement suisse pour les régions de montagne (SAB) attache une importance primordiale au renforcement du dispositif d'encouragement des énergies renouvelables. Dans cette optique, il soutient la révision de la loi sur l'énergie et les principaux objectifs définis par le Conseil fédéral en lien avec cet objet. Compte tenu de la grande dépendance de la Suisse à l'égard de l'étranger en ce qui concerne le secteur énergétique, des risques liés à une pénurie d'électricité et des exigences de la politique climatique, le SAB estime qu'il est indispensable de développer de manière conséquente la production énergétique indigène, en tirant profit de tous les potentiels existants. Contrairement à l'approche proposée par le Conseil fédéral, il considère la présente révision comme un investissement stratégique incontournable et nécessaire, indépendamment de la décision finale sur l'ouverture complète du marché de l'électricité.

Par ailleurs, le SAB propose de tenir compte des aspects suivants dans la révision de la loi sur l'énergie :

- Elargissement de la politique d'encouragement afin d'exploiter de manière plus conséquente le bois comme source d'énergie, tant pour la production d'électricité que de chaleur ;
- Prise en compte du critère de durabilité comme critère d'adjudication lors des mises aux enchères pour les grandes installations photovoltaïques, de façon analogue à la formulation contenue dans la nouvelle loi sur les marchés publics ;
- Evaluation des obstacles aux investissements dans les énergies renouvelables, notamment sous l'angle de la rentabilité et des normes s'appliquant aux installations, et limitation de la durée des procédures d'autorisation à 5 ans au maximum ;
- Mise en œuvre de la révision indépendamment de la décision finale sur l'ouverture complète du marché de l'électricité.



Schweizerischer Gemeindeverband
Association des Communes Suisses
Associazione dei Comuni Svizzeri
Associaziun da las Vischnancas Svizras

Département fédéral de
l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la
communication DETEC
CH-3003 Berne

Transmis par email à : EnG@bfe.admin.ch

Berne, le 10 juillet 2020

Révision de la loi sur l'énergie (mesures d'encouragement à partir de 2023)
Prise de position de l'Association des Communes Suisses

Madame la Conseillère fédérale,
Madame, Monsieur,

Par courrier du 3 avril 2020, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication nous a soumis pour consultation le projet de révision de la loi sur l'énergie. Nous tenons à vous remercier de nous avoir donné l'occasion d'exprimer notre point de vue au nom des 1600 communes affiliées à l'Association des Communes Suisses (ACS).

L'ACS soutient le principe de la reconduction du système d'encouragement des énergies renouvelables qui s'inscrit dans le cadre de la stratégie énergétique 2050. La diminution des émissions de CO₂ présuppose le développement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. La prolongation du droit actuellement en vigueur de cinq ans pour garantir une continuité et une prévisibilité pour les investissements est importante pour l'ACS. Les communes s'investissent pour une décarbonisation de l'approvisionnement énergétique. Elles profitent des mesures d'encouragement et font des efforts conséquents, notamment à travers le processus de labélisation « Cité de l'énergie », en s'engageant de façon permanente en faveur de l'utilisation efficace de l'énergie.

En vous remerciant pour votre attention, nous vous prions de croire, Madame la Conseillère fédérale, Madame, Monsieur, à l'assurance de notre considération distinguée.



Schweizerischer Gemeindeverband
Association des Communes Suisses
Associazione dei Comuni Svizzeri
Associaziun da las Vischnancas Svizras

Association des Communes Suisses

Président

Directeur

Hannes Germann
Conseiller aux Etats

Christoph Niederberger



Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie
3003 Bern

Per Mail: EnG@bfe.admin.ch

Bern, 14. Juli 2020

Revision Energiegesetz. Fördermassnahmen ab 2023 Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen bestens für die Gelegenheit, zur Revision des Energiegesetzes Stellung nehmen zu können. Der Schweizerische Städteverband vertritt die Städte, städtischen Gemeinden und Agglomerationen in der Schweiz, für die die Energiepolitik ein wichtiges Handlungsfeld darstellt. Als Energiestädte oder als Eigentümer lokaler Energieversorger engagieren sich viele Verbandsmitglieder des Städteverbandes seit Jahren für eine Energiepolitik, die auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien ausgerichtet ist. Zudem war in den Städten und städtischen Gemeinden die Zustimmung zur Energiestrategie 2050 besonders deutlich. Ebenfalls eine klare Unterstützung findet das neue Klimaziel des Bundesrats.

Allgemeine Einschätzung

Wir begrüssen grundsätzlich die Absicht des Bundesrats, die Erzeugung von erneuerbaren Energien im Inland zu stärken, um so die Ziele der Energiestrategie 2050 (ES2050) und des Abkommens von Paris (COP21) zu erreichen. Allerdings sind wir nach wie vor der Meinung, dass diese Ziele effizienter und marktnaher mit einem sektor- und technologieneutralen Lenkungssystem zu erreichen wären. Die Förderung ist somit aus unserer Sicht nur die zweitbeste Lösung. Angesichts der Tatsache, dass ein Lenkungssystem derzeit nicht mehr auf der politischen Tagesordnung steht, unterstützen wir jedoch grundsätzlich die Förderung.

Der Weiterführung der bestehenden sektor- und technologiespezifischen Förderung stehen wir hingegen kritisch gegenüber und fordern, dass die erneuerbaren Energien unabhängig von der genutzten Technologie und dem erzeugten Gut (Elektrizität, Gas, Wärme) eine Förderung erfahren, welche sich in ihrer Höhe an den Zielvorgaben orientieren muss. Diese bisherigen Zielvorgaben, welche sich lediglich auf den Sektor Strom beziehen, sind dementsprechend um Zielvorgaben zur Produktion von er-



erneuerbaren Gasen/ erneuerbarer Wärme zu ergänzen. Eine reine Elektrifizierung der Energieversorgung würde zu gesellschaftlich nicht tragbaren Kosten führen, da weder die Speicherproblematik sinnvoll gelöst werden kann, noch die Mehrkosten betreffend Netzausbau abschätzbar sind. Es braucht eine gesamtheitliche Sicht über sämtliche Sektoren (Gas, Strom, Wärme).

Das Energiegesetz bietet im Gegensatz zum StromVG oder zum Entwurf des GasVG die passende Basis, um diese technologie neutrale und sektorübergreifende Förderung zu definieren. Aufgrund dessen sollten alle Förderungen betreffend die Produktion, Umwandlung und Speicherung von erneuerbarer Energie in diesem Gesetz gemeinschaftlich definiert werden, um Abweichungen im Förderungsregime betreffend die verwendeten Technologien (PV, Wind, Wasser, Biomasse, P2G, Geothermie) und/ oder der verwendeten Sektoren (Gas, Strom, Wärme) zu vermeiden. Dies würde auch den Aussagen im Kontext zum Entwurf des GasVG entsprechen, welche eine sektorübergreifende Förderungen von erneuerbaren Energien in Aussicht stellten, weshalb auf eine sektorspezifische Förderung von erneuerbaren Gase verzichtet wurde. Diese Änderung des Förderregimes würde eine konsequente Überarbeitung der Kapitel 4, 5 und 6 des Energiegesetzes erfordern.

Bereits in der Vernehmlassung zum StromVG und zum GasVG hat der Städteverband die Sorge geäußert, dass die vollständige Marktöffnung die Transformation in Richtung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz eher hindert als unterstützt, und darauf hingewiesen, dass in einem vollständig geöffneten Markt flankierende Massnahmen zugunsten der erneuerbaren Energien und zur Sicherstellung der Erfüllung der Energiestrategie 2050 notwendig sind. Diese Sorge wurde in der internen Konsultation zur EnG-Revision von einer grossen Zahl von Mitgliedern erneut vorgebracht. Eine ausreichende Unterstützung der erneuerbaren Energien ist also für den Städteverband eine Voraussetzung für die vollständige Marktöffnung. Unter diesem Gesichtspunkt erscheint es uns als unglücklich, dass die Anpassungen im StromVG noch nicht bekannt sind. Überschneidungen und Wechselwirkungen können somit nicht abschliessend beurteilt werden. Aus diesem Grund fordert der Städteverband, dass die Vorlage des EnG und die Vorlagen zum StromVG für die Behandlung in den Eidgenössischen Räten miteinander verknüpft werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass schliesslich die Revisionen zusammen zur Zielerreichung der Energiestrategie 2050 beitragen.

Konkrete Anliegen

Wie in den allgemeinen Einschätzungen erwähnt, sollten unseres Erachtens für eine technologieübergreifende Förderung der erneuerbaren Energien die Kapitel 4, 5 und 6 des Energiegesetzes konsequent überarbeitet werden. Falls an der in der EnG-Revision vorgelegten sektorspezifische Förderung festgehalten werden soll, haben wir folgende Bemerkungen zu einzelnen Aspekten.

1. Handlungsbedarf und Ziele

Der Städteverband unterstützt die Zielsetzung des Bundesrats, das Schweizer Energiesystem nachhaltiger und klimafreundlicher zu gestalten. Bei der Transformation des Energiesystems muss sichergestellt werden, dass sowohl die klima- und energiepolitischen Ziele als auch die Anforderungen an die Versorgungssicherheit erreicht werden, und dies möglichst wirtschaftlich. Das gilt in einem hohen Mass für den Strombereich, der zukünftig in Folge der Dekarbonisierung der Energieversorgung an



Bedeutung gewinnen wird. Das Energiegesetz, in Kombination mit dem Strom- und Gasversorgungsgesetz, muss die Rahmenbedingungen schaffen, damit die Stromversorgung unter Einbezug der saisonalen Speicherung in der Schweiz langfristig, d.h. auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke sichergestellt ist.

2. Versorgungssicherheit

Gemäss erläuterndem Bericht ist eines der Ziele der Vorlage, die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Diesbezüglich sind wir, wie bereits erwähnt, der Meinung, dass die Vorlage mit der Konzentration auf Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen sehr eng gefasst ist. Allein als flankierende Massnahme zur Markttöffnung im StromVG mag das ausreichend sein. Für eine Garantie der langfristigen Versorgungssicherheit erachten wir jedoch Massnahmen als notwendig, die deutlich darüber hinausgehen.

Im Sinne einer Vorsorge müssen quantitative Richtwerte definiert werden (bspw. Autarkieziele der gesamten Energieversorgung bzw. Ausbauziele für Stromversorgung in den Wintermonaten), die für die Beurteilung der Versorgungssicherheit einzusetzen sind. Risiken und Kosten verschiedener Versorgungssicherheitsziele sind explizit aufzuzeigen. Der Fokus soll auf die Winterproduktion von Strom und die Speicherung in verschiedensten Formen gelegt werden. Dazu gehören auch die regulatorischen Voraussetzungen und die Förderung der Sektorkopplung (z.B. Netznutzungsentgelt). Erneuerbare Energien lassen sich in Form von Strom, Wärme und Gas gewinnen und bis zum Endkunden transportieren. Aufgrund der grösseren Potentiale ist die bisherige Fokussierung auf die Förderung von erneuerbarem Strom nachvollziehbar. Die Produktion erneuerbaren Stroms ist jedoch aufgrund der dafür genutzten Ressourcen sehr volatil und steht nicht im Einklang mit der Nachfrage. Eine zu starke Fokussierung der Ausgestaltung der Energieversorgung der Schweiz auf Strom würde somit zu einem massiven Investitionsbedarf nicht nur in Produktionsanlagen, sondern vor allem auch in Speicherkapazitäten und Netzverstärkungen führen.

Konkret erwarten wir, dass mindestens die Ergebnisse der laufenden Überarbeitung der Energieperspektiven 2050 nicht nur in Bezug auf die Richtwerte in Art. 2 berücksichtigt werden, sondern bei Bedarf auch weitere Fördertatbestände (z.B. Ausbau Fernwärme, Sektorkopplung etc.) mit eigenständiger Finanzierung in die Revision aufgenommen werden. Auch muss bei der Festlegung eines angemessenen Grades an Versorgungssicherheit die Konvergenz von Wärme-, Strom- und Mobilitätsbereich einbezogen werden. Die Diskussion dieser Punkte zur Versorgungssicherheit vermissen wir in der aktuellen Vorlage.

3. Ausbauziele und Förderzeitraum

Der Städteverband begrüsst es, dass konkrete quantitative Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 festgelegt und die Förderung der Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien bis mindestens 2035 weitergeführt werden.



Ausbauziele erhöhen die Planungs- und Investitionssicherheit und tragen damit zum Ausbau von einheimischer Produktion und Versorgungssicherheit bei. Wir teilen die im erläuternden Bericht geäusserte Meinung, dass die für 2050 definierten Ziele zu tief sind und beantragen, diese in der Grössenordnung von 50 bis 100 Prozent zu erhöhen. Dabei sind die Ergebnisse der laufenden Überarbeitung der Energieperspektiven 2050 zu beachten. Zudem haben unseres Erachtens mit dem neuen Klimaziel des Bundesrats nicht erneuerbare Energien keinen Platz mehr. Insofern ist der Zweckartikel dahingehend anzupassen, dass die Energieversorgung nicht stärker, sondern vollständig auf erneuerbare Energien beruhen soll.

Ausgehend von unseren allgemeinen Einschätzungen und den Bemerkungen zur Versorgungssicherheit sind wir der Ansicht, dass sich die Ausbauziele nicht auf die jährliche Erzeugung von Elektrizität beschränken dürfen. Zum einen ist es notwendig, dass separate Ziele für die Wintermonate definiert werden. Zum anderen sind die verbindlichen Ausbauziele auf weitere erneuerbare Energien wie erneuerbare Wärme und Gase bzw. Wasserstoff auszudehnen.

4. Investitionsbeiträge anstatt Einspeisevergütung

Die Weiterführung der Förderung und die Ablösung der Einspeisevergütung bei Kleinanlagen durch Investitionsbeiträge wird begrüsst, insbesondere auch die Vereinheitlichung auf 60 Prozent der massgeblichen Investitionskosten.

5. Förderung der Photovoltaik

Wir unterstützen die Ansicht, dass für einen beschleunigten Zubau von Photovoltaik-Anlagen die Weiterführung der Förderung über das Jahr 2023 hinaus notwendig ist. Die grosse Mehrheit unserer Mitglieder teilt grundsätzlich die Meinung, dass die Einführung von Ausschreibungen bzw. Auktionen als Förderungsinstrument zur einer Erhöhung der Förderungseffizienz beitragen kann. Gefordert wird auch die Prüfung, ob dieses Instrument für andere Technologien und für nachfrageseitige Flexibilität eingesetzt werden kann. Erwartet wird, dass die Auktionen differenziert ausgestaltet sind, damit sie der unterschiedlichen Produktionscharakteristika und Marktreife der Technologie gerecht werden.

Zudem wird bemängelt, dass die Ausgestaltung der Ausschreibungen noch der Klärung bedarf insbesondere bezüglich Mindestgrösse von teilnahmeberechtigten Anlagen, dem Pooling von kleineren Anlagen für die Teilnahme an den Ausschreibungen, der Mindestzahl der Teilnehmenden etc. Der Städteverband würde es begrüssen, wenn bei den vorgesehenen Auktionen für grössere Anlagen auch Zusammenschlüsse von kleineren Anlagen teilnehmen könnten.

Im Gesetz wird nicht geklärt, nach welchen Kriterien die Anlagen in die beiden Kategorien «Photovoltaik-Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch» eingeteilt werden sollen. Grundsätzlich ist es sinnvoll, jene Dächer, die für Photovoltaik geeignet sind, möglichst grossflächig zu nutzen. Dadurch kann die Stromproduktion erhöht und die Gestehungskosten können verringert werden. Gleichzeitig ist es sinnvoll, den produzierten Strom auch als Eigenverbrauch einzusetzen. Aus Sicht der Kundin und des Kunden sollte es gleichwertig sein, den PV-Strom selber zu verbrauchen (und damit die Netzbelastung



zu reduzieren) oder ins Netz einzuspeisen (und damit einen Beitrag zu den übergeordneten energiepolitischen Zielen zu leisten). Unbedingt zu regeln ist jedoch, wer die erheblichen Kosten trägt für Verteilnetzverstärkungen, die aufgrund des Ausbaus der einspeisenden Photovoltaik-Anlagen entstehen. Zudem wird der Zubau von Photovoltaik-Anlagen durch die heutigen Rückliefertarife stark behindert. Die Tarife variieren innerhalb der Schweiz sehr stark, wodurch es in verschiedenen Versorgungsgebieten kaum möglich ist, eine Photovoltaikanlage wirtschaftlich zu betreiben. Der Städteverband beantragt deshalb die Schaffung einer zentralen Abnahme- und Rückvergütungsstelle mit einem einheitlichen minimalen Rückliefertarif, der in Kombination mit der Einmalvergütung eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht.

Die Mitglieder des Städteverbandes sind zudem grossmehrheitlich der Meinung, dass bei Anlagen ohne Eigenverbrauch auch eine Auktionierung der Einspeisung (anstatt der Kapazität) in Kombination mit einer Einspeiseprämie/gleitender Marktpremie geprüft werden sollte. Unseres Erachtens ist für den weiteren Zubau von Kapazitäten in grossen Anlagen nicht das fehlende Kapital hauptsächliches Hindernis, sondern die Tragbarkeit des langfristigen Risikos. Insofern stellt sich die Frage nach der Wirkung von Investitionsbeiträgen. Gleitende Marktpremien sind unseres Erachtens besser geeignet, die Tragbarkeit des langfristigen Risikos zu erhöhen und damit Investitionen zu fördern. Ein weiterer Vorteil der gleitenden Marktpremie besteht darin, dass sie in der EU ein gängiges Förderinstrument darstellt und mit ihrer Einführung die Standortkonkurrenz für Investitionen in der Schweiz verbessert. Damit kann der inländische Zubau von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie erhöht werden. Nicht zuletzt kann zudem mit differenzierten Prämien gezielt die Produktion von Winterstrom gefördert werden.

Bei der Ausgestaltung der Verordnung sind auch Fassadenanlagen einzubeziehen. Diese könnten in Zukunft insbesondere für die Winterstromproduktion eine Rolle spielen. Es ist generell zu prüfen, inwiefern der Anteil Winter- und /oder Morgen-Abendproduktion der Photovoltaik-Anlage als Förderkriterium eingesetzt bzw. mit einem zusätzlichen Investitionsbonus gefördert werden kann (z.B. mit Einbezug der Ausgestaltung und Positionierung der Anlage).

Die Aufhebung der Förderungsmöglichkeit für Erneuerungen von Photovoltaik-Anlagen ist für die grosse Mehrheit unserer Mitglieder unverständlich und wird abgelehnt. Auch Erneuerungen tragen dazu bei, die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen.

6. Förderung Biomasse

Wie bereits zum Ausdruck gebracht, fordert der Städteverband grundsätzlich eine sektor- und technologie neutrale Förderung der erneuerbaren Energien. Die alleinige Konzentration der Nutzung von Biomasse auf die Produktion von Elektrizität ist aus dieser Perspektive nicht sinnvoll. Wir beantragen die Ausdehnung des Förderungstatbestands auf die Gewinnung erneuerbarer Gase oder Wärme.

Die Streichung der Förderung bei Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen ist für unsere Mitglieder unverständlich und nicht akzeptabel. Die im Bericht angeführte Begründung, wonach KVA/ARA kostendeckend über Gebühren finanziert seien, ist nicht korrekt. Denn die erhobenen Abfall- und Abwassergebühren sind gemäss Gesetzgebung dafür zu verwenden, Abfall und Abwasser umweltgerecht, effizient und möglichst wirtschaftlich zu entsorgen. Der Preisüberwacher legt dies so aus,



dass zweckfremde Aufgaben, wie die Abwärmenutzung für Stromerzeugung, nicht über die Gebühren finanziert werden dürfen. Sie werden damit bei fehlender Rentabilität nicht getätigt. Ohne Förderung werden die zusätzlichen, beträchtlichen Potenziale in den ARA und KVA (Übererfüllung der gesetzlichen Vorgaben der Energieeffizienz, VVEA Art. 32) zur Produktion von Strom, Biogas und zur Nutzung von Abwärme nicht ausgeschöpft. Es ist sogar zu befürchten, dass selbst bestehende Stromproduktionsanlagen nicht mehr oder nicht mehr mit der gleich hohen Energieeffizienz ersetzt werden und die erzeugte Strommenge dadurch dramatisch zurückgeht.

(Quellenhinweis: https://www.preisueberwacher.admin.ch/dam/pue/de/dokumente/studien/22_05_18%20Referenzpreissystem_d.pdf.download.pdf/Kostenwahrheit%20Abfall%20Energie_d.pdf)

7. Förderung Wasserkraft

Der Städteverband begrüsst, dass für die Förderung der Wasserkraftanlagen mehr Mittel zur Verfügung gestellt werden sollen. Als wichtigste einheimische erneuerbare Energiequelle kommt dem Erhalt und dem Ausbau der Wasserkraft eine tragende Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung zu. Die Möglichkeit, die Winterstromproduktion bei der Beurteilung der prioritär zu behandelnden Anlagen einzubeziehen, erachten wir als sinnvoll. Den Verzicht auf die Förderung von Erneuerungen von Grosswasserkraftwerken betrachtet die grosse Mehrheit unserer Mitglieder jedoch als Rückschritt. Auch die Erneuerung einer Anlage zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbarer Energie trägt wie Neuinvestitionen zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 bei und soll grundsätzlich förderungswürdig bleiben. Grosse Erneuerungsprojekte sind mit hohen finanziellen Aufwendungen und mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Es gilt sicherzustellen, dass weiterhin in diese Anlagen investiert wird.

8. Projektierungsbeiträge für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermie

Die Projektierungsbeiträge werden vom Städteverband begrüsst. Die Projektierungsbeiträge für Windkraftwerke sollen jedoch die gesamte Vorleistung im Planungsprozess abdecken (z.B. Abklärung Landschaftsverträglichkeit) und nicht nur die Windmessung. Bei der Unterstützung der Geothermie wird aus dem Kreis unserer Mitglieder vorgeschlagen, dass sie aus Forschungsgeldern finanziert wird. Über den Netzzuschlag sollen nur Anlagen finanziert werden, die zu marktnahen Konditionen effektiv Strom produzieren, was bei Geothermie nach wie vor nicht der Fall ist.

9. Angaben zu Verbrauch und CO₂-Ausstoss von Fahrzeugen und Geräten

Die neuen Regeln zu Angaben von Verbrauch und CO₂-Ausstoss werden begrüsst. Für die Angaben zum CO₂-Ausstoss beantragen wir, dass dieser mittels einer kompletten Lebenszyklusanalyse berechnet wird.



10. Vollzug HKN

Der Städteverband hat bereits in der Vernehmlassung zum Gasversorgungsgesetz die Prüfung der Einführung von HKN für Biogas gefordert. Die insbesondere im Hinblick auf eine Befreiung von Biogas vom Netznutzungsentgelt. Insofern unterstützen wir eine Einführung von HKN ausserhalb des Strombereichs.

11. Finanzierung

Grundsätzlich sind wir damit einverstanden, dass die Förderung des Zubaus von Anlagen zur Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus dem bestehenden Netzzuschlag finanziert wird. Insbesondere begrüssen wir, dass für prioritäre Anlagen eine erhöhte Flexibilität geschaffen wird und zusätzliche Mittel eingesetzt werden können.

Unseres Erachtens besteht jedoch ein Widerspruch zwischen der Zielorientierung in Art. 2 und den zur Erreichung dieser Ziele zur Verfügung stehenden beschränkten Mitteln. Wenn die Ziele verbindlich zu erreichen sind, dann müssen auch die dazu nötigen Mittel bereitgestellt werden. Um dies zu erreichen, beantragen wir eine dynamische Ausgestaltung des Netzzuschlags. Diese soll sich bezüglich Höhe und Dauer an der Zielerreichung (Ausbau- und Verbrauchsziele, Gewährleistung der ganzjährigen Versorgungssicherheit) und den Marktgegebenheiten (Strompreise, Investitionskosten) orientieren

Wir gehen zudem davon aus, dass der Bundesrat wenn nötig gestützt auf Art. 55 EnG dem Parlament zum gegebenen Zeitpunkt entsprechend neue Massnahmen vorschlagen wird.

12. Übergangsbestimmungen

Abschliessend möchten wir darauf aufmerksam machen, dass der Übergang von den alten zu den neuen Fördermassnahmen zu regeln ist. Die bestehenden Regelungen (wie die Priorisierung der erneuerbaren Energien in der Grundversorgung, die Marktprämie und die Einspeisevergütung) sollen bis zur Einführung der Revision beziehungsweise bis zur vollständigen Markttöffnung (Priorisierung der erneuerbaren Energien in der Grundversorgung) weitergeführt werden.

Anträge

Aufgrund der obenstehenden Überlegungen beantragen wir folgende Änderungen an der Revision des EnG:

- Die Vorlagen zum EnG und zum StromVG sind für die Behandlung in den Eidgenössischen Räten miteinander zu verknüpfen. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Revisionen zusammen zur Zielerreichung der Energiestrategie 2050 beitragen.



- ▶ Nicht erneuerbare Energien haben mit dem neuen Klimaziel des Bundesrats keine Zukunft mehr. Insofern ist der Zweckartikel dahingehend anzupassen, dass die Energieversorgung nicht stärker, sondern vollständig auf erneuerbaren Energien beruhen soll.
- ▶ Für eine Garantie der langfristigen Versorgungssicherheit sind quantitative Richtwerte zu definieren (bspw. Autarkieziele der gesamten Energieversorgung bzw. Ausbauziele für Stromversorgung in den Wintermonaten).
- ▶ Die Zielvorgaben des EnG, welche sich lediglich auf den Sektor Strom beziehen, sind um Zielvorgaben zur Produktion von erneuerbaren Gasen/ erneuerbarer Wärme zu ergänzen. Diese Änderung des Förderregimes erfordert eine konsequente Überarbeitung der Kapitel 4, 5 und 6 des Energiegesetzes.
- ▶ Die für 2050 definierten Ziele sind zu tief. Wir beantragen, diese in der Grössenordnung von 50 bis 100 Prozent zu erhöhen. Dabei sind die Ergebnisse der laufenden Überarbeitung der Energieperspektiven 2050 zu beachten.
- ▶ Im Sinne einer Förderung der Sektorkopplung und der Gleichbehandlung aller Speicher fordern wir die Befreiung solcher Anlagen vom Netznutzungsentgelt (analog zu den Pumpspeicherkraftwerken).
- ▶ Die Förderung für Erneuerungen von Photovoltaik-Anlagen ist weiterzuführen.
- ▶ Für Kleinanlagen soll eine zentrale Abnahme- und Rückvergütungsstelle geschaffen werden, mit einem schweizweit einheitlichen minimalen Rückliefertarif. Das Zusammenspiel von Rückliefertarif und Einmalvergütung soll für typische Referenzanlagen eine markt- und risikogerechte Verzinsung des Eigenkapitals ermöglichen, ohne dass es zu einer Überförderung kommen darf.
- ▶ Die Möglichkeit ist zu prüfen, ob bei grossen Anlagen auch eine Auktionierung der Einspeisung (anstatt der Kapazität) in Kombination mit einer Einspeiseprämie bzw. gleitenden Marktprämie eingesetzt werden kann.
- ▶ Das Instrument der Auktionen ist auch bei Zusammenschlüssen von kleineren Anlagen sowie bei anderen Technologien und für nachfrageseitige Flexibilitäten vorzusehen.
- ▶ Bei der Ausgestaltung der Verordnung sind auch Fassadenanlagen einzubeziehen
- ▶ Die Förderung der Übererfüllung der gesetzlichen Vorgaben der Energieeffizienz(VVEA Art. 32) für die Stromerzeugung durch Abwärmenutzung bei Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen ist weiterzuführen.
- ▶ Erneuerungen von Grosswasserkraftwerken sind grundsätzlich weiter zu fördern.
- ▶ Die Unterstützung der Geothermie soll aus Forschungsgeldern und nicht aus Mitteln des Netzzuschlags finanziert werden.



- Für die Angaben zum CO₂-Ausstoss von Fahrzeugen ist eine Berechnung aufgrund einer kompletten Lebenszyklusanalyse vorzunehmen.
- Für verbindliche Ziele sind die nötigen Mittel bereitzustellen. Um dies zu erreichen, beantragen wir eine dynamische Ausgestaltung des Netzzuschlags. Diese soll sich bezüglich Höhe und Dauer an der Zielerreichung (Ausbau- und Verbrauchsziele, Gewährleistung der ganzjährigen Versorgungssicherheit) und den Marktgegebenheiten (Strompreise, Investitionskosten) orientieren.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Städteverband

Präsident

Kurt Fluri, Nationalrat
Stadtpräsident Solothurn

Direktorin

Renate Amstutz

Kopie Schweizerischer Gemeindeverband

**Office fédéral de l'énergie
(OFEN)**

Division Efficacité énergétique et
énergies renouvelables
Service de coordination
3003 Berne

Envoi par courriel à :
EnG@bfe.admin.ch

Vevey, le 10 juillet 2020

**Projet de révision de la loi sur l'énergie du 30 septembre 2016 (LEne) - Prise
de position de Gaznat SA**

Monsieur le Directeur,
Mesdames, Messieurs,

Gaznat SA (ci-après « Gaznat »), société régionale pour l'approvisionnement et le transport du gaz en Suisse occidentale, vous fait parvenir sa prise de position concernant l'objet cité en titre. En tant que société hautement et directement concernée par la thématique, et bien que ne faisant pas partie de la liste des destinataires consultés dans le cadre de la procédure de consultation de ladite révision, elle vous fait part de son avis au sujet du projet de révision de la loi sur l'énergie (ci-après « LEne ») dans le délai imparti, au sens de l'art. 4 al.1 LCo.

Au vu de l'urgence climatique et des enjeux pour la mise en œuvre de la transition énergétique en Suisse, Gaznat est favorable à une révision de la LEne. Cette loi s'inscrit dans la politique énergétique de la Suisse qui s'emploie à promouvoir un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement.

Gaznat considère qu'une révision de la LEne est absolument nécessaire pour atteindre les objectifs de la stratégie énergétique 2050. En effet, la production d'énergie indigène, notamment renouvelable et leurs infrastructures sont les fondamentaux de notre sécurité d'approvisionnement. Pour ce faire, la LEne doit cependant fermement être axée sur :

- 1. le développement de toutes les énergies renouvelables, y compris les gaz renouvelables et l'hydrogène ; et**
- 2. le soutien au couplage de secteurs ou la convergence des réseaux.**

Si ces axes sont partiellement abordés dans le projet de loi en consultation, ils doivent encore être développés très fortement afin d'accompagner de manière efficace les ambitions de la stratégie énergétique 2050 de la Suisse. Dans ce contexte, même si Gaznat reconnaît l'effort de prolonger et d'aménager le soutien au développement des énergies renouvelables, le projet actuellement mis en consultation ne donne pas une réponse entièrement satisfaisante, un cadre légal approprié et les moyens nécessaires requis pour réussir à atteindre les objectifs fixés dans la stratégie 2050.

L'accent est mis sur une électrification rapide du secteur des transports et du chauffage, et donc une nécessité de développer la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. Il ne faut toutefois pas perdre de vue la palette complète des possibilités qui s'offrent à la Suisse en termes de transition énergétique. Les stratégies axées sur l'électricité et son infrastructure sont importantes mais peuvent s'avérer vulnérables si l'on s'appuie sur un seul vecteur énergétique. **En outre, le stockage d'énergie est un élément central pour compenser le manque de production hivernale, notamment de la production basée sur l'énergie solaire comme l'a montré l'ElCom au Stromkongress 2020¹. Ce manque pourrait provoquer des ruptures d'approvisionnement et mettre en péril la stabilité des réseaux.**

Afin de garantir cette sécurité, d'autres options doivent être prises en compte pour suivre une logique multi-énergies. Dans ce contexte, il est nécessaire que la loi soutienne **fermement le développement de toutes les énergies renouvelables**, y compris les gaz renouvelables et l'hydrogène. L'infrastructure gazière suisse peut apporter ici une contribution décisive en stockant l'électricité et en la restituant à la demande, notamment à travers les systèmes de couplage chaleur-force comme l'a démontré une étude récente de l'EPFL².

Gaznat soutient un développement de la législation en matière de reconnaissance du gaz renouvelable aussi bien sous forme de biogaz (issu de la biomasse) que de gaz synthétique (power-to-gas – électrolyse à partir d'électricité renouvelable) ou d'hydrogène injectés dans les réseaux. Les gaz synthétiques, produits à travers des réacteurs de méthanation, permettent en outre d'utiliser le CO₂ issu de sources émettrices telles que les cimenteries ou les usines d'incinération. En outre, la valorisation du biogaz est insuffisamment poursuivie à ce stade.

De plus, **toutes les infrastructures énergétiques (électriques, gazières et de chaleur) doivent être combinées** pour rendre notre approvisionnement énergétique à la fois économique, fiable et climatiquement neutre. C'est la conclusion vers laquelle convergent diverses études universitaires et institutionnelles³, tant en Suisse qu'à l'étranger. Les technologies de couplage de secteur existent et ont déjà fait leurs preuves. L'industrie gazière, dont Gaznat, a encouragé le développement de technologies telles que *power-to-gas*, méthanation, et la mobilité au gaz/biogaz, entre autres. L'approche holistique doit désormais être placée au centre du débat.

En définitive, le réseau de gaz permet d'intégrer directement les gaz renouvelables et l'hydrogène pour la production de chaleur, la mobilité et les procédés industriels. Les gaz renouvelables et l'hydrogène ouvrent la voie au stockage de l'électricité solaire, hydraulique ou éolienne lorsqu'elle est en surproduction, au lieu de la perdre. Le couplage de secteurs permet quant à lui d'optimiser l'utilisation de chaque type d'infrastructure, notamment pour stocker l'énergie et de la piloter quand on en a besoin, surtout en hiver. Cette logique implique l'intégration des réseaux gaziers à la stratégie 2050 et donc l'introduction d'une base légale pour soutenir la production de gaz renouvelables et neutres en carbone ou à des procédés de conversion d'électricité en gaz, ou de gaz en électricité, permettant notamment le stockage énergétique saisonnier. Ces éléments doivent être renforcés et clarifiés dans la révision de la LEne.

Nous soutenons en outre les propositions de modification qui vous ont été transmises par l'Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG) dans sa prise de position.

¹ Neues aus der ElCom : Herausforderungen Versorgungssicherheit. Schweizerischer Stromkongress 2020. 17 Januar 2020. Renato Tami

² Prospects and barriers to natural gas-based micro-cogeneration in Switzerland by 2035. Final report. 11 January 2019. Prof. M. Finger, Prof. P. Thalmann, Dr J. Van Herle, Dr. F. Vuille, coordinateur.

³ The Value of Gas Infrastructure in a climate-neutral Europe. A study based on eight European countries. April 2019. IAEW/RWTH Aachen University - frontier economics.

Nous restons très volontiers à votre disposition pour toute clarification ou développement complémentaire que vous souhaiteriez.

En vous vous remerciant par avance de l'attention que vous porterez aux observations de Gaznat, nous vous prions d'agréer, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, l'expression de nos sentiments distingués.

GAZNAT SA



René Bautz
Directeur général



Frédéric Rivier
Directeur, Dpt Négoces



Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und Erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Per E-Mail an: EnG@admin.bfe.ch

Zürich, 8. Juli 2020

Stellungnahme zur Vernehmlassung Energiegesetz (EnG)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurde der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns herzlich für diese Möglichkeit und leiten Ihnen beiliegend unsere Stellungnahme zu

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Daniela Decurtins".

Daniela Decurtins
Direktorin VSG

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Hans-Christian Angele".

Hans-Christian Angele
Leiter Politik

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Stellungnahme aus Sicht der Gasindustrie

1. Ausgangslage und Zielsetzung

Die vorliegende Revision des Energiegesetzes ist eine weitere Etappe nach der Umsetzung des vom Schweizer Volk 2017 angenommenen ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 und zur Erreichung der Klimaziele von Paris. Ab dem Jahr 2050 soll die Schweiz nicht mehr Treibhausgase ausstossen als natürliche und technische Speicher aufnehmen können. Dies setzt aus Sicht des Bundesrates eine rasche Elektrifizierung im Verkehrs- sowie Wärmesektor voraus. Vor diesem Hintergrund ist ein starker und rechtzeitiger Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unumgänglich. Ziel der Vorlage ist es daher, mehr Anreize für die Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten.

2. Beurteilung der Vorlage

Die Gaswirtschaft unterstützt die Klimaziele des Bundesrats und damit die klimaneutrale Ausgestaltung der Energieversorgung. Sie ist aber kritisch gegenüber einer allzu einseitigen Elektrifizierung der Schweizer Energieversorgung, wie sie als Stossrichtung im Energiegesetz vorgegeben ist. Eine solche Strategie macht die Schweiz von einem einzelnen Energieträger abhängig, bei dem sie aktuell und in Zukunft weiterhin auf Importe angewiesen sein wird, und führt zudem zu überhöhten volkswirtschaftlichen Kosten. Neben der Elektrifizierung braucht es deshalb zusätzlich eine rasche Dekarbonisierung des Verkehrs- und Wärmesektors über die Steigerung der Klimaneutralität der Brenn- und Treibstoffe. Dies wird erreicht, indem erneuerbare Gase und Wasserstoff eingesetzt werden. Aufbauend auf der Zielsetzung Klimaneutralität bis 2050 und der Erkenntnis, dass die Produktion inländischer erneuerbarer Energie nicht ohne Förderung zu erreichen ist, wird offensichtlich, dass die im Gesetz vorgesehenen Anreize zwingend auch für Anlagen zur Produktion von erneuerbaren und klimaneutralen Gasen sowie Wasserstoff zu schaffen sind.

Aus Sicht der Gaswirtschaft sind die folgenden vier Aspekte zentral:

Elektrifizierung allein ist zu teuer

Im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage wird postuliert, dass es zur Zielerreichung eine rasche Elektrifizierung im Verkehrs- und Wärmesektor brauche. Es benötige daher neben dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung auch eine (gute) Integration ins Gesamtsystem. Dazu gehört auch die Gasversorgung. Sowohl Energie- als auch Stromversorgungs-gesetz sind aber fast ausschliesslich auf die Stromproduktion bzw. -versorgung ausgerichtet und fördern kaum die Integration in ein Gesamtsystem. Im Gegenteil! Die vorgeschlagenen Massnahmen entsprechen einer einseitigen Elektrifizierungsstrategie, die aus volkswirt-

schaftlicher Sicht zu Fehlallokationen führen wird. Verschiedene Studien¹ zeigen, dass kombinierte Strategien, die sowohl die Strom- als auch die Gasinfrastruktur und die Möglichkeiten der Sektorkopplung nutzen mit geringeren Gesamtkosten verbunden sind. Die erwähnte Studie von Frontier Economics aus dem Jahr 2018 schätzt die Minderkosten einer Strom-Gasstrategie im Vergleich zu einer Elektrifizierungsstrategie für die Schweiz auf rund 1 Mia. CHF pro Jahr. Dies insbesondere darum, weil die Strominfrastruktur weniger stark ausgebaut werden muss. Eine effiziente Nutzung der Gasinfrastruktur bedingt, dass die Importe von erneuerbaren Gasen den erneuerbaren Stromimporten gleich zu stellen sind.

Fördermodell: unternehmerische Verantwortung wahren und administrativ einfach umsetzbar

Die Erfahrungen mit den bisherigen Fördermodellen haben gezeigt, dass komplexe Systeme zu einem grossen administrativen Aufwand, Ungleichbehandlungen und Mitnahmeeffekten führen. Insofern begrüsst die Gaswirtschaft den Umstieg auf Investitionsbeiträge und Ausschreibungen. Sie geben Investor eine notwendige Sicherheit, ohne ihn aber von jeglichem unternehmerischen Risiko zu entlasten. Gleichzeitig reduziert sich der Aufwand auf Seiten der Verwaltung markant. Bei den Biomassenanlagen braucht es eine zusätzliche Förderung, da diese Anlagen im Gegensatz zu Sonne, Wind und Wasser sehr hohe Betriebskosten aufweisen. Der Biogasfonds der Gaswirtschaft könnte hier als Modell dienen. Neben einem Investitionsbeitrag werden während der ersten drei Jahre noch Einspeisebeiträge ausbezahlt, um die Risiken insbesondere in der Startphase der Anlagen zu mindern. Nach drei Jahren laufen die Anlagen meist stabil und die Kinderkrankheiten sind behoben.

Die effizientesten Produktionsformen sollen primär gefördert werden

Seit der Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung wird im Bereich der Biogasproduktion einseitig die Stromproduktion gefördert. Dies, obwohl dabei mehr 60% niederwertige Abwärme anfallen, die oft nicht oder nur ineffizient genutzt wird. Wird das Biogas aber ins Gasnetz einspeist, kann der gesamte Energiegehalt effizient und flexibel genutzt werden. Als Treib- oder Brennstoff oder allenfalls auch als Strom an einem Standort, an dem auch die Wärme effizient genutzt werden kann. Nur dem grossen Engagement und dem Pioniergeist der Gaswirtschaft ist es zu verdanken, dass heute 36 Anlagen erneuerbare Gase ins Schweizer Gasnetz einspeisen. Kein anderes Land verfügt über eine so grosse Dichte an Anlagen mit Gaseinspeisung. Das Potenzial ist noch sehr gross. Mehr als 3 TWh Biogas-Energie² könnten im Bereich der Gasnetze noch kurzfristig erschlossen werden. Beim synthetischen erzeugten Biomethan beträgt das Potenzial rund 5 TWh³. Um den weiteren Ausbau sicherstellen zu können, sind aber ergänzend zu den Anstrengungen der Gaswirtschaft zusätzliche Fördermassnahmen nötig.

¹ Dena (2017): dena Leitstudie integrierte Energiewende; Frontier Economics (2019): THE VALUE OF GAS INFRA-STRUCTURE IN A CLIMATE-NEUTRAL EUROPE; Fraunhofer Institut (2012): 100 % ERNEUERBARE ENERGIEN FÜR STROM UND WÄRME IN DEUTSCHLAND

² Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung, WSL, 2017; Hanser Consulting AG: Erneuerbare Gasstrategie für die Schweiz. 2018

³ EMPA/PSI: Potenzialanalyse für Power-to-Gas in der Schweiz, 2019

Versorgungssicherheit: Winterstromproduktion und saisonale Speicher

Schon heute übersteigt die Stromnachfrage im Winter das Angebot massiv. Diese Entwicklung wird sich mit dem Ausstieg aus der Kernkraft und der starken Förderung der Photovoltaik noch verstärken. Unsere Nachbarländer sind mit derselben Herausforderung konfrontiert, teilweise sogar in verstärktem Masse. Deutschland plant gleichzeitig den Ausstieg aus der Stromproduktion aus Kohle. Die bisher von der Schweiz praktizierte Importstrategie kann mittelfristig nicht mehr weitergeführt und muss verstärkt durch Eigenproduktion ersetzt werden. Dazu eignet sich insbesondere die Wärme-Kraft-Kopplung. Diese Anlagen können im Winter Strom produzieren, wenn er gebraucht wird und liefern gleichzeitig Wärme. Werden sie mit klimaneutralen Gasen betrieben, belastet die so produzierte Energie die Schweizer CO₂-Bilanz nicht. Leider hat es die Politik bisher versäumt, solche Anlagen gezielt zu fördern.

Um die Versorgungssicherheit in der Schweiz langfristig garantieren zu können, müssen zudem Speichertechnologien und –projekte sowie Flexibilisierungsdienstleistungen gefördert werden. Eine saisonale Stromspeicherung ist nur mit chemischen Speichern möglich. Die Politik hat diesem Aspekt bisher zu wenig Beachtung geschenkt. Die künftige Ausrichtung muss dies berücksichtigen und vor allem technologieneutral erfolgen.

3. Änderungsanträge

Aufgrund der vorgängig gemachten grundsätzlichen Überlegungen beantragt der VSG die nachfolgend dargestellten Anpassungen:

3.1 Gleichstellung von erneuerbaren Strom- und Gasimporten

Um diese zu erreichen soll Art. 9 wie folgt ergänzt werden

Art. 9 Herkunftsnachweis, Elektrizitätsbuchhaltung und Kennzeichnung:

¹ Elektrizität muss hinsichtlich der Menge, des Produktionszeitraums, des eingesetzten Energieträgers und der Anlagedaten mittels Herkunftsnachweis erfasst werden.

² Herkunftsnachweise dürfen nur einmal für die Deklaration einer entsprechenden Menge Elektrizität verwendet werden. Sie dürfen gehandelt und übertragen werden; ausgenommen davon sind Herkunftsnachweise für Elektrizität, für die die Einspeisevergütung nach dem 4. Kapitel entrichtet wird.

(neu) ^{4a} Erneuerbares Gas kann mit Herkunftsnachweisen erfasst werden. Absatz 1 und 2 gelten sinngemäss. Mit Herkunftsnachweisen erfasst es erneuerbares Gas ist von der CO₂-Abgabe ausgenommen.

Begründung

Mittels Zertifikaten bzw. Herkunftsnachweisen importierte erneuerbare Gase werden aktuell wie Erdgas behandelt und unterstehen der CO₂-Abgabe. Dies ist eine klare Benachteiligung der erneuerbaren Gase im Vergleich zum erneuerbaren Strom, der ohne zusätzliche Besteuerung importiert werden kann. Importierte erneuerbare Gase leisten einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung und sind daher wie die erneuerbaren Gase aus der einheimischen Produktion nicht mit der CO₂-Abgabe zu belasten.

Analog zum Strom ist ein Herkunftsnachweissystem zu implementieren. Der VSG führt bereits seit 2011 die Clearingstelle für in der Schweiz produzierte erneuerbare Gase im Auftrag der OZD. Ein neues System sollte daher aus Effizienzüberlegungen auf dieser Basis realisiert werden und auch von der Branche getragen werden. Die Erfahrungen von Pronovo im Aufbau und Betrieb des HKN-Systems für Strom können dabei berücksichtigt werden.

3.2 Förderung der Einspeisung von erneuerbaren Gasen

Die Förderung der Einspeisung von erneuerbaren Gasen soll über Artikel 27 erfolgen:

Art. 27 Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen

¹ Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.

² Er beträgt höchstens 60 Prozent der *gesamten* Investitionskosten.

(neu) ³ *Die Stromproduktionseinheit muss nicht am Standort der Anlage zur Produktion der erneuerbaren Gase befinden. Sie muss aber über das Gasnetz mit der Anlage verbunden sein.*

⁴ Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:

- a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen;
- c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

(neu) Art. 27c Investitionsbeiträge für WKK-Anlagen

¹ *Alle WKK-Anlagen, welche im Winter betrieben werden, erhalten einen Investitionsbeitrag*

² *Dieser beträgt max. 60% bei 100% Anteil erneuerbare Energie als Treibstoff*

Begründung

Mit dem neuen Abs. 3 in Art. 27 kann eine indirekte Förderung der Gaseinspeisung erreicht werden. Die stromproduzierenden Einheiten (BHKW) müssen nicht mehr zwingend beim Standort der Anlage zur Produktion der erneuerbaren Gase errichtet werden. Damit können erhebliche Effizienzgewinne erreicht werden, da die BHKW dort installiert werden, wo die Wärme auch Nachfrager findet.

Berechnungen der Branche zeigen, dass bei Biomasseanlagen ein Investitionsbeitrag von 60% der Gesamtkosten meist noch nicht ausreicht, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Daher sollte der Betrag nicht noch weiter eingeschränkt werden, indem er sich nur auf die anrechenbaren Investitionskosten (stromproduzierende Anlagenelemente) bezieht. Für die oben skizzierte Lösung umfassen die Investitionskosten die Anlage zur Produktion der erneuerbaren Gase, die Gasaufbereitung und das BHKW. Alle diese Elemente sind notwendig, um aus Biomasse Strom produzieren zu können.

Das eigene Fördermodell der Gaswirtschaft wird weitergeführt und den neuen Bedingungen angepasst. In Kombination mit diesem Modell wird ein Investitionsbeitrag von maximal 60% an die Gesamtkosten den wirtschaftlichen Betrieb vieler Projekte erst ermöglichen.

Der neue Artikel 27c fördert explizit WKK-Anlagen, die einen Beitrag zur künftig fehlenden Winterstromproduktion leisten. Damit die Winterstromproduktion mit WKK möglichst vollständig mit erneuerbarem Treibstoff geschehen kann, sollte die saisonale Speicherung von erneuerbarem Strom ebenfalls gefördert werden (siehe Kap. 3.3).

Art. 44 Abs.1

Art. 44 ist die Grundlage für die Verordnung über die Anforderungen an die Energieeffizienz serienmässig hergestellter Anlagen, Fahrzeuge und Geräte (Energieeffizienzverordnung, EnEV), welche neu den Anteil von Biogas im Treibstoff Erdgas auf 20% festlegt. Dies ist ganz im Sinne der Gaswirtschaft, welche die Erhöhung von 10% auf 20% auch ausgelöst hat. Die Erhöhung unterstützt die weitere Verbreitung des klimaschonenden Treibstoffes Gas und damit die dringend notwendige Reduktion der Treibhausgasemissionen aus dem Verkehr.

Leider verwendet die eben publizierte Verordnung des UVEK über Angaben zur Energieeffizienz neuer Personenwagen (VEE-PW) vom 1. Juli 2020, welche die Grundlagen für die Berechnung der Benzin-Äquivalente und der CO₂-Emissionen liefert, für das Treibstoffgemisch Erdgas-Biogas ausschliesslich den Begriff Erdgas. Dies wird der Entwicklung des markant gestiegenen Anteils an Biogas nicht gerecht, was ja auch vom Bund unterstützt wird, und kann zu Fehlinterpretationen führen.

Dann ist es nur konsequent, dass der Begriff Erdgas in den Artikeln 3, 4 und 5 der Verordnung des UVEK über Angaben zur Energieeffizienz neuer Personenwagen (VEE-PW) durch den Begriff Erdgas-Biogas ersetzt wird. Die Artikel sind entsprechend anzupassen.

3.3 Förderung von saisonalen Speichern

Strom VG: Versorgungssicherheit, Winterstromproduktion und Speicher stärker gewichten

Wie bereits dargestellt, ist es zwingend, dass künftig die Winterproduktion von Strom und die saisonale Speicherung von überschüssigem Sommerstrom ausgebaut und gefördert werden. Die Vernehmlassungsvorlage zum StromVG hat dies zu wenig berücksichtigt. Nun besteht die Chance, dies in der Botschaft zu korrigieren, die aktuell ja gerade erstellt wird.

Die Botschaft sollte zwingend folgende Elemente enthalten:

1. Zielwerte für das inländische Stromangebot im Winterhalbjahr, die innerhalb eines gewissen Zeitrahmens zu erreichen sind.
2. Die technologieneutrale Förderung von neuen Speichern,
3. die Gleichbehandlung aller Speicher bei den Netzgebühren: Pumpspeicherwerke, Batterien sowie synthetische Gase aus erneuerbaren Energien.
4. Einführung der Möglichkeit für „Regulatory Sandboxes“⁴. Innovative Lösungen im Bereich der Sektorkopplung, der saisonalen Speicherung und der Flexibilisierung müssen einfach initiiert und gefördert werden können.

20200708/VSG

⁴ BFE: Regulatory Sandboxes – Best Practices für die Schweiz. Freiräume für neue Lösungen und digitale Innovation in der Stromversorgung

Telefon: 055 412 25 01

055 412 24 89

E-Mail: info@erdgas-einsiedeln.ch**Gaswerkstrasse 8
8840 Einsiedeln**

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und Erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Per E-Mail an: eng@admin.bfe.ch

Einsiedeln, 9. Juli 2020

Kontaktperson: Thomas Ochsner, Telefon: 055 412 25 01

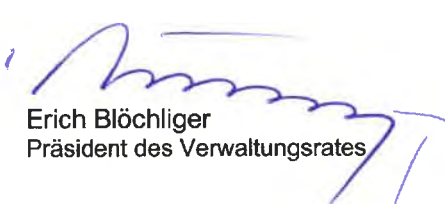
E-Mail: info@erdgas-einsiedeln.ch

Stellungnahme zur Vernehmlassung Energiegesetz (EnG)

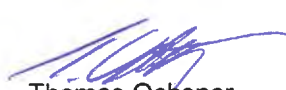
Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurde der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns herzlich für diese Möglichkeit und leiten Ihnen beiliegend unsere Stellungnahme zu.

Freundliche Grüsse



Erich Blöchliger
Präsident des Verwaltungsrates



Thomas Ochsner
Geschäftsleiter

Beilage: Stellungnahme

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Stellungnahme aus Sicht der Gasindustrie

1. Ausgangslage und Zielsetzung

Die vorliegende Revision des Energiegesetzes ist eine weitere Etappe nach der Umsetzung des vom Schweizer Volk 2017 angenommenen ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 und zur Erreichung der Klimaziele von Paris. Ab dem Jahr 2050 soll die Schweiz nicht mehr Treibhausgase ausstossen als natürliche und technische Speicher aufnehmen können. Dies setzt aus Sicht des Bundesrates eine rasche Elektrifizierung im Verkehrs- sowie Wärmesektor voraus. Vor diesem Hintergrund ist ein starker und rechtzeitiger Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unumgänglich. Ziel der Vorlage ist es daher, mehr Anreize für die Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten.

2. Beurteilung der Vorlage

Die Gaswirtschaft unterstützt die Klimaziele des Bundesrats und damit die klimaneutrale Ausgestaltung der Energieversorgung. Sie ist aber kritisch gegenüber einer allzu einseitigen Elektrifizierung der Schweizer Energieversorgung, wie sie als Stossrichtung im Energiegesetz vorgegeben ist. Eine solche Strategie macht die Schweiz von einem einzelnen Energieträger abhängig, bei dem sie aktuell und in Zukunft weiterhin auf Importe angewiesen sein wird, und führt zudem zu überhöhten volkswirtschaftlichen Kosten. Neben der Elektrifizierung braucht es deshalb zusätzlich eine rasche Dekarbonisierung des Verkehrs- und Wärmesektors über die Steigerung der Klimaneutralität der Brenn- und Treibstoffe. Dies wird erreicht, indem erneuerbare Gase und Wasserstoff eingesetzt werden. Aufbauend auf der Zielsetzung Klimaneutralität bis 2050 und der Erkenntnis, dass die Produktion inländischer erneuerbarer Energie nicht ohne Förderung zu erreichen ist, wird offensichtlich, dass die im Gesetz vorgesehenen Anreize zwingend auch für Anlagen zur Produktion von erneuerbaren und klimaneutralen Gasen sowie Wasserstoff zu schaffen sind.

Aus Sicht der Gaswirtschaft sind die folgenden vier Aspekte zentral:

Elektrifizierung allein ist zu teuer

Im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage wird postuliert, dass es zur Zielerreichung eine rasche Elektrifizierung im Verkehrs- und Wärmesektor brauche. Es benötige daher neben dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung auch eine (gute) Integration ins Gesamtsystem. Dazu gehört auch die Gasversorgung. Sowohl Energie- als auch Stromversorgungsgesetz sind aber fast ausschliesslich auf die Stromproduktion bzw. -versorgung ausgerichtet und fördern kaum die Integration in ein Gesamtsystem. Im Gegenteil! Die vorgeschlagenen Massnahmen entsprechen einer einseitigen Elektrifizierungsstrategie, die aus volkswirt-

schaftlicher Sicht zu Fehlallokationen führen wird. Verschiedene Studien¹ zeigen, dass kombinierte Strategien, die sowohl die Strom- als auch die Gasinfrastruktur und die Möglichkeiten der Sektorkopplung nutzen mit geringeren Gesamtkosten verbunden sind. Die erwähnte Studie von Frontier Economics aus dem Jahr 2018 schätzt die Minderkosten einer Strom-Gasstrategie im Vergleich zu einer Elektrifizierungsstrategie für die Schweiz auf rund 1 Mia. CHF pro Jahr. Dies insbesondere darum, weil die Strominfrastruktur weniger stark ausgebaut werden muss. Eine effiziente Nutzung der Gasinfrastruktur bedingt, dass die Importe von erneuerbaren Gasen den erneuerbaren Stromimporten gleich zu stellen sind.

Fördermodell: unternehmerische Verantwortung wahren und administrativ einfach umsetzbar

Die Erfahrungen mit den bisherigen Fördermodellen haben gezeigt, dass komplexe Systeme zu einem grossen administrativen Aufwand, Ungleichbehandlungen und Mitnahmeeffekten führen. Insofern begrüsst die Gaswirtschaft den Umstieg auf Investitionsbeiträge und Ausschreibungen. Sie geben Investor eine notwendige Sicherheit, ohne ihn aber von jeglichem unternehmerischen Risiko zu entlasten. Gleichzeitig reduziert sich der Aufwand auf Seiten der Verwaltung markant. Bei den Biomassenlagen braucht es eine zusätzliche Förderung, da diese Anlagen im Gegensatz zu Sonne, Wind und Wasser sehr hohe Betriebskosten aufweisen. Der Biogasfonds der Gaswirtschaft könnte hier als Modell dienen. Neben einem Investitionsbeitrag werden während der ersten drei Jahre noch Einspeisebeiträge ausbezahlt, um die Risiken insbesondere in der Startphase der Anlagen zu mindern. Nach drei Jahren laufen die Anlagen meist stabil und die Kinderkrankheiten sind behoben.

Die effizientesten Produktionsformen sollen primär gefördert werden

Seit der Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung wird im Bereich der Biogasproduktion einseitig die Stromproduktion gefördert. Dies, obwohl dabei mehr 60% niederwertige Abwärme anfallen, die oft nicht oder nur ineffizient genutzt wird. Wird das Biogas aber ins Gasnetz einspeist, kann der gesamte Energiegehalt effizient und flexibel genutzt werden. Als Treib- oder Brennstoff oder allenfalls auch als Strom an einem Standort, an dem auch die Wärme effizient genutzt werden kann. Nur dem grossen Engagement und dem Pioniergeist der Gaswirtschaft ist es zu verdanken, dass heute 36 Anlagen erneuerbare Gase ins Schweizer Gasnetz einspeisen. Kein anderes Land verfügt über eine so grosse Dichte an Anlagen mit Gaseinspeisung. Das Potenzial ist noch sehr gross. Mehr als 3 TWh Biogas-Energie² könnten im Bereich der Gasnetze noch kurzfristig erschlossen werden. Beim synthetischen erzeugten Biomethan beträgt das Potenzial rund 5 TWh³. Um den weiteren Ausbau sicherstellen zu können, sind aber ergänzend zu den Anstrengungen der Gaswirtschaft zusätzliche Fördermassnahmen nötig.

¹ Dena (2017): dena Leitstudie integrierte Energiewende; Frontier Economics (2019): THE VALUE OF GAS INFRASTRUCTURE IN A CLIMATE-NEUTRAL EUROPE; Fraunhofer Institut (2012): 100 % ERNEUERBARE ENERGIEN FÜR STROM UND WÄRME IN DEUTSCHLAND

² Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung, WSL, 2017; Hanser Consulting AG: Erneuerbare Gasstrategie für die Schweiz. 2018

³ EMPA/PSI: Potenzialanalyse für Power-to-Gas in der Schweiz, 2019

Versorgungssicherheit: Winterstromproduktion und saisonale Speicher

Schon heute übersteigt die Stromnachfrage im Winter das Angebot massiv. Diese Entwicklung wird sich mit dem Ausstieg aus der Kernkraft und der starken Förderung der Photovoltaik noch verstärken. Unsere Nachbarländer sind mit derselben Herausforderung konfrontiert, teilweise sogar in verstärktem Masse. Deutschland plant gleichzeitig den Ausstieg aus der Stromproduktion aus Kohle. Die bisher von der Schweiz praktizierte Importstrategie kann mittelfristig nicht mehr weitergeführt und muss verstärkt durch Eigenproduktion ersetzt werden. Dazu eignet sich insbesondere die Wärme-Kraft-Kopplung. Diese Anlagen können im Winter Strom produzieren, wenn er gebraucht wird und liefern gleichzeitig Wärme. Werden sie mit klimaneutralen Gasen betrieben, belastet die so produzierte Energie die Schweizer CO₂-Bilanz nicht. Leider hat es die Politik bisher versäumt, solche Anlagen gezielt zu fördern.

Um die Versorgungssicherheit in der Schweiz langfristig garantieren zu können, müssen zudem Speichertechnologien und –projekte sowie Flexibilisierungsdienstleistungen gefördert werden. Eine saisonale Stromspeicherung ist nur mit chemischen Speichern möglich. Die Politik hat diesem Aspekt bisher zu wenig Beachtung geschenkt. Die künftige Ausrichtung muss dies berücksichtigen und vor allem technologieneutral erfolgen.

3. Änderungsanträge

Aufgrund der vorgängig gemachten grundsätzlichen Überlegungen beantragt der VSG die nachfolgend dargestellten Anpassungen:

3.1 Gleichstellung von erneuerbaren Strom- und Gasimporten

Um diese zu erreichen soll Art. 9 wie folgt ergänzt werden

Art. 9 Herkunftsnachweis, Elektrizitätsbuchhaltung und Kennzeichnung:

¹ Elektrizität muss hinsichtlich der Menge, des Produktionszeitraums, des eingesetzten Energieträgers und der Anlagedaten mittels Herkunftsnachweis erfasst werden.

² Herkunftsnachweise dürfen nur einmal für die Deklaration einer entsprechenden Menge Elektrizität verwendet werden. Sie dürfen gehandelt und übertragen werden; ausgenommen davon sind Herkunftsnachweise für Elektrizität, für die die Einspeisevergütung nach dem 4. Kapitel entrichtet wird.

(neu) ^{4a} Erneuerbares Gas kann mit Herkunftsnachweisen erfasst werden. Absatz 1 und 2 gelten sinngemäss. Mit Herkunftsnachweisen erfasstes erneuerbares Gas ist von der CO₂-Abgabe ausgenommen.

Begründung

Mittels Zertifikaten bzw. Herkunftsnachweisen importierte erneuerbare Gase werden aktuell wie Erdgas behandelt und unterstehen der CO₂-Abgabe. Dies ist eine klare Benachteiligung der erneuerbaren Gase im Vergleich zum erneuerbaren Strom, der ohne zusätzliche Besteuerung importiert werden kann. Importierte erneuerbare Gase leisten einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung und sind daher wie die erneuerbaren Gase aus der einheimischen Produktion nicht mit der CO₂-Abgabe zu belasten.

Analog zum Strom ist ein Herkunftsnachweissystem zu implementieren. Der VSG führt bereits seit 2011 die Clearingstelle für in der Schweiz produzierte erneuerbare Gase im Auftrag der OZD. Ein neues System sollte daher aus Effizienzüberlegungen auf dieser Basis realisiert werden und auch von der Branche getragen werden. Die Erfahrungen von Pronovo im Aufbau und Betrieb des HKN-Systems für Strom können dabei berücksichtigt werden.

3.2 Förderung der Einspeisung von erneuerbaren Gasen

Die Förderung der Einspeisung von erneuerbaren Gasen soll über Artikel 27 erfolgen:

Art. 27 Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen

¹ Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.

² Er beträgt höchstens 60 Prozent der *gesamten* Investitionskosten.

(neu) ³ *Die Stromproduktionseinheit muss nicht am Standort der Anlage zur Produktion der erneuerbaren Gase befinden. Sie muss aber über das Gasnetz mit der Anlage verbunden sein.*

⁴ Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:

- a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen;
- c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

(neu) Art. 27c Investitionsbeiträge für WKK-Anlagen

¹ *Alle WKK-Anlagen, welche im Winter betrieben werden, erhalten einen Investitionsbeitrag*

² *Dieser beträgt max. 60% bei 100% Anteil erneuerbare Energie als Treibstoff*

Begründung

Mit dem neuen Abs. 3 in Art. 27 kann eine indirekte Förderung der Gaseinspeisung erreicht werden. Die stromproduzierenden Einheiten (BHKW) müssen nicht mehr zwingend beim Standort der Anlage zur Produktion der erneuerbaren Gase errichtet werden. Damit können erhebliche Effizienzgewinne erreicht werden, da die BHKW dort installiert werden, wo die Wärme auch Nachfrager findet.

Berechnungen der Branche zeigen, dass bei Biomasseanlagen ein Investitionsbeitrag von 60% der Gesamtkosten meist noch nicht ausreicht, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Daher sollte der Betrag nicht noch weiter eingeschränkt werden, indem er sich nur auf die anrechenbaren Investitionskosten (stromproduzierende Anlagenelemente) bezieht. Für die oben skizzierte Lösung umfassen die Investitionskosten die Anlage zur Produktion der erneuerbaren Gase, die Gasaufbereitung und das BHKW. Alle diese Elemente sind notwendig, um aus Biomasse Strom produzieren zu können.

Das eigene Fördermodell der Gaswirtschaft wird weitergeführt und den neuen Bedingungen angepasst. In Kombination mit diesem Modell wird ein Investitionsbeitrag von maximal 60% an die Gesamtkosten den wirtschaftlichen Betrieb vieler Projekte erst ermöglichen.

Der neue Artikel 27c fördert explizit WKK-Anlagen, die einen Beitrag zur künftig fehlenden Winterstromproduktion leisten. Damit die Winterstromproduktion mit WKK möglichst vollständig mit erneuerbarem Treibstoff geschehen kann, sollte die saisonale Speicherung von erneuerbarem Strom ebenfalls gefördert werden (siehe Kap. 3.3).

Art. 44 Abs.1

Art. 44 ist die Grundlage für die Verordnung über die Anforderungen an die Energieeffizienz serienmässig hergestellter Anlagen, Fahrzeuge und Geräte (Energieeffizienzverordnung, EnEV), welche neu den Anteil von Biogas im Treibstoff Erdgas auf 20% festlegt. Dies ist ganz im Sinne der Gaswirtschaft, welche die Erhöhung von 10% auf 20% auch ausgelöst hat. Die Erhöhung unterstützt die weitere Verbreitung des klimaschonenden Treibstoffes Gas und damit die dringend notwendige Reduktion der Treibhausgasemissionen aus dem Verkehr.

Leider verwendet die eben publizierte Verordnung des UVEK über Angaben zur Energieeffizienz neuer Personenwagen (VEE-PW) vom 1. Juli 2020, welche die Grundlagen für die Berechnung der Benzin-Äquivalente und der CO₂-Emissionen liefert, für das Treibstoffgemisch Erdgas-Biogas ausschliesslich den Begriff Erdgas. Dies wird der Entwicklung des markant gestiegenen Anteils an Biogas nicht gerecht, was ja auch vom Bund unterstützt wird, und kann zu Fehlinterpretationen führen.

Dann ist es nur konsequent, dass der Begriff Erdgas in den Artikeln 3, 4 und 5 der Verordnung des UVEK über Angaben zur Energieeffizienz neuer Personenwagen (VEE-PW) durch den Begriff Erdgas-Biogas ersetzt wird. Die Artikel sind entsprechend anzupassen.

3.3 Förderung von saisonalen Speichern

Strom VG: Versorgungssicherheit, Winterstromproduktion und Speicher stärker gewichten

Wie bereits dargestellt, ist es zwingend, dass künftig die Winterproduktion von Strom und die saisonale Speicherung von überschüssigem Sommerstrom ausgebaut und gefördert werden. Die Vernehmlassungsvorlage zum StromVG hat dies zu wenig berücksichtigt. Nun besteht die Chance, dies in der Botschaft zu korrigieren, die aktuell ja gerade erstellt wird.

Die Botschaft sollte zwingend folgende Elemente enthalten:

1. Zielwerte für das inländische Stromangebot im Winterhalbjahr, die innerhalb eines gewissen Zeitrahmens zu erreichen sind.
2. Die technologieneutrale Förderung von neuen Speichern,
3. die Gleichbehandlung aller Speicher bei den Netzgebühren: Pumpspeicherwerke, Batterien sowie synthetische Gase aus erneuerbaren Energien.
4. Einführung der Möglichkeit für „Regulatory Sandboxes“⁴. Innovative Lösungen im Bereich der Sektorkopplung, der saisonalen Speicherung und der Flexibilisierung müssen einfach initiiert und gefördert werden können.

20200708/VSG

⁴ BFE: Regulatory Sandboxes – Best Practices für die Schweiz. Freiräume für neue Lösungen und digitale Innovation in der Stromversorgung



Office fédéral de l'énergie OFEN
Service de coordination
3003 Berne

par voie électronique:
EnG@bfe.admin.ch

Delémont, le 29 juin 2020/lm

Révision de la loi sur l'énergie - Prise de position

Monsieur le Directeur,
Mesdames,
Messieurs,

Nous vous remercions de nous offrir la possibilité de prendre position sur votre proposition de révision de la Loi sur l'énergie (LEne) dans le cadre de la consultation du 3 avril au 12 juillet 2020.

La Ville de Delémont par ses Services industriels (ci-après Delémont), veille à la bonne performance des infrastructures d'approvisionnement et des solutions énergétiques pour ses clients actuels et futurs. Labellisé Cité de l'énergie EEA Gold depuis 2007 et sur le point d'être recertifiée, Delémont œuvre en collaboration avec différents acteurs locaux, cantonaux et nationaux pour atteindre les objectifs de la stratégie énergétique 2050. Au vu de l'urgence climatique et des enjeux pour la mise en œuvre de la transition énergétique en Suisse, Delémont est favorable à une nouvelle LEne à condition que celle-ci soit axée fermement sur :

- (1) la sobriété et l'efficacité énergétique,
- (2) le développement de toutes les énergies renouvelables suisses,
- (3) la sécurité d'approvisionnement et l'équilibrage saisonnier en convergence des énergies.

Une telle nouvelle LEne est nécessaire pour atteindre les objectifs de la stratégie 2050. La LEne doit donner le sens et le cap pour assurer la cohérence des différentes lois concernant les énergies en cours d'élaboration (LApEI, LApGaz, Loi sur le CO2). La LEne doit préciser les priorités de la stratégie énergétique du pays, soit de répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement en énergies de la Suisse, de développement des énergies renouvelables et d'équilibrage énergétique entre périodes de production et périodes de consommation.

Selon Delémont, le seul moyen d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO2 de la Suisse et d'assurer son approvisionnement est de prioriser les axes de cette stratégie énergétique de la manière suivante :

1. Sobriété énergétique : maîtrise voire diminution de la consommation du pays et amélioration de l'efficacité énergétique ;
2. Développement des (nouvelles) énergies renouvelables, notamment pour la chaleur et le froid, l'électricité et la mobilité ;



3. Convergence des réseaux : mettre à contribution de la sécurité d'approvisionnement chaque énergie et ancrer le soutien aux investissements de projets d'équilibrage saisonnier et de convergence optimale des énergies.

Si l'axe 2 est abordé et traité dans le projet de loi en consultation, il est regrettable que l'axe 1 soit ignoré. Il est pourtant essentiel de commencer par travailler sur la réduction de la demande avant d'accroître les moyens de production ; la maîtrise des moyens de production est primordiale avant de proposer des solutions de consommation supplémentaire (thermique des bâtiments, mobilité électrique).

L'axe 3 doit être développé très fortement pour permettre à ce projet de loi d'accompagner efficacement les ambitions de la stratégie énergétique 2050. Pour ces raisons, même si Delémont reconnaît l'effort de prolonger et d'aménager le soutien au développement des énergies renouvelables, nous nous opposons à ce projet actuellement en consultation qui ne donne pas, en l'état, une vision claire, le cadre légal approprié ou encore les moyens nécessaires pour réussir les objectifs de la stratégie à 2050.

Clairement, les ouvertures des marchés très fortement régulées ne sont pas (plus) les réponses adéquates aux besoins de souplesse et d'agilité des acteurs des différentes branches énergétiques pour dynamiser les innovations et conduire l'approvisionnement énergétique à une neutralité carbone. La Suisse a besoin d'une « réforme de régulation ». Il nous faut des innovations et de l'audace en termes de régulations énergétiques et non de méthodes anciennes qui ne correspondent pas aux nouveaux défis environnementaux actuels.

Ce constat est largement confirmé par les régulations pratiquées jusqu'ici par des Etats voisins, que nous observons mais qui n'ont pas « livré » les résultats dont il nous faut demain. Et ce constat s'impose surtout aussi dans le monde d'après la crise sanitaire du coronavirus qui se profile. Pour Delémont, il revient à la LEne révisée de porter vraiment l'ambition énergétique à l'horizon 2050 de la Suisse. Il nous faut une LEne révisée qui contribue à nous sortir de la crise climatique.

En effet :

- notre consommation globale, nationale, locale et privée dépasse de loin les ressources régénératives auxquelles nous pouvons prétendre ; nous Suisses puisons trop dans les ressources des générations qui nous suivent et bien trop dans les « ressources d'ailleurs » de régions exportatrices souvent défavorisées;
- nous vivons massivement à la fois la crise lente du changement climatique et la crise immédiatement disruptive d'une pandémie planétaire ; nous prenons conscience de nos multiples dépendances aux importations et voyons émerger la notion d'autonomie énergétique solidaire.

Nous devons nous déterminer pour une voie d'avenir des énergies neutres en carbone. Nous devons mettre la priorité sur l'essentiel.

Il est temps, lors de cette révision de la loi fédérale de l'énergie d'y ancrer la notion de sobriété (énergétique).

Il y a lieu de développer la promotion de l'efficacité énergétique. Considérant l'expérience faite avec le programme éco21 de SIG par exemple, Delémont insiste sur l'opportunité de réaliser, au niveau de la Suisse, des économies annuelles supplémentaires d'environ 1.2 TWh avec un financement du soutien modéré de l'ordre de 5% du prix de l'électricité pour un ménage.



Du point de vue du client (citoyen, consommateur, ménage ou entreprise) :

Ce projet de révision de la LEné omet de proposer une feuille de route lisible, ambitieuse et réaliste, porteuse d'une accélération forte de la transition énergétique pour répondre à l'urgence climatique et pour assurer l'approvisionnement énergétique.

Du point de vue du producteur et porteur d'économies d'électricité (professionnel), de l'entreprise d'approvisionnement (intermédiaire, facilitateur) ou de l'investisseur :

La révision de la LEné doit offrir des opportunités mobilisatrices. Considérant les cycles de projets longs (planifications du territoire, développement et autorisations, réalisation coordonnée), le cadre légal ne doit pas être limité à 2035, mais ouvrir une perspective permettant aux entreprises de la branche de développer les filières de solutions énergétiques correspondantes

Production de force éolienne :

Pour le développement de la production éolienne, il faut une continuité illimitée du dispositif de soutien et donc tout particulièrement éviter une limitation à 2035. Lors de la pesée des intérêts et des priorités, il y a lieu de mieux tenir compte des atouts de l'énergie éolienne qui sont la saisonnalité (production hivernale prépondérante) et la faible charge en CO₂.

Il est important de soutenir financièrement également la phase de planification et de développement de projets de production éolienne, mais il n'est pas indispensable de fixer une puissance minimale ou alors celle-ci devrait se situer à 5 MW et non pas à 10 MW (art. 27a al. 1).

Production photovoltaïque :

Les appels d'offres et les conditions minimalistes basées sur des installations de référence présentent un risque systématique d'exclusion des projets urbains. Cet effet est contraire aux objectifs et doit être évité, p. ex. par l'application de catégories spécifiques.

Il faut rassurer les acteurs que la densification de la production d'électricité en milieu urbain sera priorisée et économiquement réalisable, en proximité de la densité de consommation, même si les coûts de production y sont structurellement plus élevés. Admettre la consommation propre sans dégrader le soutien financier est un moyen pragmatique pour concrétiser cette ambition.

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEné et la révision en préparation de la LApEI :

La révision de la LEné est proposée comme mesure d'accompagnement à une ouverture complète du marché (révision LApEI). Il faut inverser cet ordre. En situation de crise climatique, l'ouverture du marché ne doit être engagée puisqu'elle ne contribue pas avec certitude à sortir de la crise plus vite et à coûts moindres. En effet, pour de plus en plus d'acteurs en Suisse comme en Europe, il est évident que la réponse effective aux défis climatiques et énergétiques ne proviendra pas d'une libéralisation des marchés, mais de la capacité et de l'engagement des entreprises d'approvisionnement à agir dans le cadre de politiques publiques en faveur du climat.

Afin de stabiliser le cadre légal applicable à l'approvisionnement de base en électricité, pour les clients et pour les fournisseurs, il faut éviter des revirements non indispensables jusqu'à une entrée en force de la LApEI révisée en préparation. Il y a lieu de préserver l'attribution de l'électricité renouvelable suisse à l'approvisionnement de base établie (art. 6 al. 5bis LApEI) indépendamment de la prime de marché (art. 30 LEné, que cette révision de la LEné va abroger).



Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEne, la révision en préparation de la LApEI et la nouvelle LApGaz :

La révision de la LEne doit ouvrir une nouvelle voie, dont la pertinence est largement reconnue, par l'introduction d'une base légale pour soutenir la production de gaz renouvelables et neutres en carbone (biogaz, gaz de synthèse, hydrogène), les procédés de conversion, l'exploitation de flexibilités et les solutions de stockage énergétique notamment saisonnier.

Il y a lieu de clarifier, développer et pérenniser les conditions applicables aux garanties d'origines, notamment la reconnaissance de celles de l'UE et de l'EEE en Suisse ainsi que la reconnaissance au niveau des exigences applicables aux bâtiments et véhicules. Les prescripteurs et les clients, particuliers et entreprises, souhaitent la traçabilité des gaz de schistes.

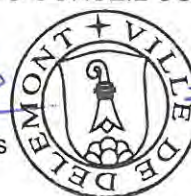
En vous remerciant de l'attention que vous porterez également à nos commentaires et propositions détaillés en annexe, nous vous présentons, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, nos salutations distinguées.

AU NOM DU CONSEIL COMMUNAL

Le président :

La chancelière :

Damien Chappuis



Edith Cuttat Gyger

Annexe : - Propositions détaillées concernant la révision de la LEne

Copies :

- Monsieur Jean-Paul Gschwind, Conseiller national JU
- Monsieur Pierre-Alain Fridez, Conseiller national JU
- Madame Elisabeth Baume-Schneider, Conseillère des Etats JU
- Monsieur Charles Juillard, Conseiller des Etats JU

Annexe : Propositions détaillées concernant la révision de la LEn

Sobriété (énergétique) : Il est temps, en Suisse, pour un débat législatif sur le niveau de consommation porteur de sens et dans le respect de la limite de nos ressources. Nous proposons d'ancrer ce principe d'importance nouvelle et fondamentale dans la loi fédérale lors de cette révision de la loi sur l'énergie.

Proposition : Compléter l'art. 1 al. 1 LEn comme suit : *La présente loi vise à contribuer à un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement ainsi qu'à promouvoir la sobriété énergétique.*

Promotion de l'efficacité énergétique : Le Conseil fédéral ne propose aucune modification du dispositif établi (art. 32 Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité, ces appels d'offres étant effectués par ProKilowatt). C'est une lacune du projet. Selon nous il y a lieu de développer très significativement la promotion de l'efficacité énergétique en Suisse. Considérant p. ex. l'expérience avec le programme éco21 de SIG il y a une vraie opportunité de renforcer ce levier de sécurité d'approvisionnement, au même titre que les investissements dans des capacités de production d'électricité supplémentaires. Le développement des mesures d'efficacité énergétique peut viser des économies annuelles supplémentaires d'environ 1.2 TWh par un financement modéré et supportable (p. ex. env. 5% du prix de l'électricité pour un ménage).

Proposition : Il est proposé un art. 32a (nouveau) et dans l'art. 36 LEn est inséré un al. 1 lit. c (nouveau)

Art. 32a (nouveau) Contribution aux coûts des porteurs de mesures d'efficacité énergétique

(teneur à formuler avec les éléments suivants : Les porteurs de mesures ou de programmes d'efficacité énergétique peuvent demander une rétribution des coûts de programme. Le Conseil fédéral définit les modalités de gestion efficace et confie l'exécution p. ex. à l'agence de reprise proposée par l'AES et d'autres par la révision de l'art. 15 en ce qui concerne la reprise et rétribution de l'électricité injectée dans le réseau).

Art. 36 Limitation du soutien selon les affectations et liste d'attente

1 L'allocation des ressources entre les diverses affectations est soumise à: a. un maximum de 0,1 ct./kWh:

1. pour les appels d'offres publics,
(...)

b. un maximum de 0,2 ct./kWh pour les contributions d'investissement au sens de l'art. 26, al. 1, destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW,

c. un maximum de 0,1 ct./kWh qui sera augmenté annuellement de 0,1 jusqu'à atteindre 1 ct./kWh pour contribuer au financement des coûts des porteurs de mesures d'efficacité énergétique.

Feuille de route lisible pour le client (citoyen, consommateur, ménage ou entreprise, producteur) : Ce projet de révision de la LEn omet de proposer une vision, ambitieuse et réaliste, porteuse d'une accélération forte de la transition 6 / 9 énergétique pour répondre à l'urgence climatique et pour assurer l'approvisionnement énergétique ainsi que son financement.

Proposition : Le message portant cette révision de la LEn devra résumer les grandes lignes de l'approvisionnement en électricité de la Suisse, p. ex. en termes de i) consommation (tendance de passer de 60 TWh à 80 TWh en 30 ans d'ici 2050 par des pompes-à-chaleur et les véhicules électriques) ; ii) options d'approvisionnement au coût complet entre 9 à 11 ct/kWh, par l'efficacité énergétique ou des production nouvelles; iii) financement par le

marché de gros « energy only » restreint à entre 4 à 7 ct/kWh; iv) une différence de financement structurelle que le marché n'apporte pas d'env. 2 à 7 ct/kWh et qui détermine un besoin de soutien pour « effacer » ou « produire » 40 TWh en Suisse (entre 800 et 2'800 MCHF); v) des options de financement à adopter par la LEné nouvelle (sachant que le produit du supplément réseau actuel maintenu à 2.3 ct/kWh, appliqué sur 60 TWh, contribuera env. 1'300 MCHF) ; vi) sous-couverture, en cas d'ouverture complète du marché, des coûts des producteurs suisses (estimation de l'ordre de 500 MCHF par an).

Proposition : *L'OFEN devra proposer un outil de référence durant ce processus politico-législatif, pour rassurer et pour gagner l'adhésion, un calculateur-comparateur rigoureux de la facture énergétique globale annuelle, par personne, ménage (« panier énergétique » toutes énergies, logement et déplacements compris, en historique et projection à 2035 et 2050, « avec les mesures proposées » ou « sans »).*

Proposition : *Rassurer les milieux urbains sur l'équité de la répartition des fonds du supplément réseau à charge de ces consommateurs. Il faut de la transparence (provenance et emplois des fonds) et éviter des transferts régionaux nets systématiques par des modalités appropriées pour les diverses formes de soutien financées par le supplément réseau.*

Production, prévisibilité, conditions : Pour les divers acteurs concernés, tels notamment le producteur d'électricité (professionnel), l'entreprise d'approvisionnement (intermédiaire, facilitateur) ou l'investisseur, le projet de révision de la LEné n'offre pas un cadre suffisamment lisible et stable dans le temps. Considérant les cycles de projets longs (planifications du territoire, développement et autorisations, réalisation coordonnée), une restriction du cadre à 2035 présente un blocage et jette le doute sur l'opportunité de développer une activité et des projets à un horizon aussi limité.

Proposition : *Définir des dispositifs de soutien sans limitation dans le temps. A minima, reporter la limitation prévue de 2035 à 2050.*

Production par la force éolienne : Pour le développement sain de la production éolienne, il faut prévoir la continuité illimitée du dispositif de soutien et donc éviter une limitation à 2035. Pour le soutien de l'éolien il n'est pas indispensable de fixer une puissance minimale ou alors celle-ci devrait se situer à 5 MW et non pas à 10 MW (art. 27a al. 1). Soutenir financièrement la phase de planification et de développement de projets de production éolienne correspond à un besoin réel. Toutefois, il ne faut pas limiter le soutien aux mesures du vent. 7 / 9 L'énergie éolienne déploie sa force en hiver, puisque deux tiers de l'énergie sont générés entre octobre et mars ; elle répond en plus très bien aux impératifs climatiques (env. 15 g CO₂/kWh). Lors de la pesée des intérêts (protection ou exploitation ; ordre d'attribution du soutien) il y a lieu de tenir compte du critère de la saisonnalité et donc de la capacité de la production éolienne à réduire le déficit hivernal croissant identifié (voir les analyses de la sécurité d'approvisionnement, p. ex. par l'EiCom).

Proposition : *(compléter l'al. 5 de l'art. 12 Intérêt national à l'utilisation des énergies renouvelables)*

Le Conseil fédéral fixe la taille et l'importance requises pour les installations hydroélectriques et les éoliennes. (...). Lorsqu'il fixe la taille et l'importance requises selon l'al. 4, il tient compte de critères tels que la puissance, la production, la saisonnalité ou la flexibilité de production dans le temps et en fonction des besoins du marché.

Production photovoltaïque : Il y a lieu de rassurer, notamment lors des appels d'offres, que la densification de la production ait lieu pour l'essentiel en milieu urbain et de façon voulue en proximité de la densité de consommation, même si les coûts de production y sont structurellement plus élevés. C'est également une question d'équité de veiller à une répartition saine des fonds du supplément réseau tenant compte des consommateurs contributeurs urbains. Dans cette optique, nous proposons i) de faire des catégories spécifiques pour les installations de référence ou pour les appels d'offres (p. ex. localisation urbaine, exploitation maximale des surfaces construites) ; ii) d'admettre,

sans pénalité (rétribution non réduite), l'option de consommation propre dès la mise en service ou ultérieurement.

Proposition : Compléter l'art 25 et l'art. 25a

Des catégories spécifiques s'appliquent pour les installations de référence et pour les appels d'offres, notamment pour tenir compte de la localisation urbaine et de l'exploitation élevée des surfaces construites.

Proposition : Biffer l'art. 25 al. 3

~~Pour les installations qui injectent toute l'électricité produite, la rétribution unique peut, en dérogation à l'al. 2, atteindre 60 % des coûts d'investissement des installations de référence au moment de leur mise en exploitation.~~

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEné et la révision en préparation de la LApEI

La révision de la LEné est proposée comme mesure d'accompagnement à une ouverture complète du marché (révision LApEI). Il faut inverser cet ordre. En situation de crise climatique, l'ouverture du marché ne doit être engagée puisqu'elle ne contribue pas avec certitude à sortir de la crise plus vite et à coûts moindres. Bien au contraire, en cas d'ouverture complète du marché, les producteurs suisses, dont les coûts sont actuellement couverts par l'approvisionnement de base régulé, se verront exposés à une dégradation économique substantielle estimée de l'ordre de 500 MCHF par an. Une analyse complète des besoins et options de financement pour le kWh « à économiser » et/ou « à produire » selon la Stratégie énergétique 2050 devra être exposée par le message du Conseil fédéral sur la révision de la LEné. En effet, pour de plus en plus d'acteurs en Suisse comme en Europe, il est évident que la réponse effective aux défis climatiques et énergétiques ne proviendra pas d'une libéralisation des marchés, mais de la capacité et de l'engagement des entreprises d'approvisionnement à agir dans le cadre de politiques publiques en faveur du climat.

Afin de stabiliser le cadre légal applicable à l'approvisionnement de base en électricité, pour les clients et pour les fournisseurs, il faut éviter des revirements non indispensables jusqu'à une entrée en force de la LApEI révisée en préparation. Il y a lieu de préserver l'attribution de l'électricité renouvelable suisse à l'approvisionnement de base établie selon l'art. 6 al. 5bis LApEI et ceci indépendamment du dispositif de la prime de marché, selon l'art. 30 LEné, que cette présente révision de la LEné prévoit d'abroger.

Proposition : modifier, par la révision LEné, l'art. 6 al. 5bis LApEI S'ils fournissent de l'électricité issue d'énergies renouvelables aux consommateurs captifs, ils peuvent prendre en compte dans leurs tarifs le coût de revient de cette électricité jusqu'à l'expiration de la prime de marché visée à l'art. 30 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (...).

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEné, la révision en préparation de la LApEI et la nouvelle LApGaz.

La révision de la LEné doit ouvrir une nouvelle voie, dont la pertinence est largement reconnue, par l'introduction d'une base légale pour soutenir la production de gaz renouvelables et neutres en carbone (biogaz, gaz de synthèse, hydrogène), les procédés de conversion, l'exploitation de flexibilités et les solutions de stockage énergétique notamment saisonnier.

Proposition : Il y a lieu de clarifier, développer et pérenniser les conditions applicables aux garanties d'origines, notamment la reconnaissance de celles de l'UE et de l'EEE en Suisse ainsi que la reconnaissance au niveau des exigences applicables aux bâtiments et véhicules. Les prescripteurs et les clients, particuliers et entreprises, souhaitent la traçabilité des gaz de schistes.

Proposition : Ce projet de révision de la LEné devrait être complété avec des dispositions harmonisées, dans la LEné ou dans d'autres lois, stipulant le soutien au développement de la production de gaz neutres en carbone ou à des procédés de conversion d'électricité en gaz, ou de gaz en électricité, permettant notamment le stockage énergétique saisonnier (par l'électricité, le gaz, la thermique) ainsi qu'établir des conditions privilégiées, voire l'exemption, des rétributions d'utilisation des réseaux pour des cas d'application type spécifiques.

Delémont considère que le choix des systèmes de mesure, intelligents ou autres, doit répondre à une logique économique et rester du ressort du gestionnaire de réseau de distribution, tenant compte des recommandations établies subsidiairement par la branche. Une libéralisation des systèmes de mesure est une approche non indispensable, compliquée, coûteuse et donc disproportionnée, si la seule véritable intention consiste à rendre accessibles les données de production ou de consommation à des acteurs, économiques ou non, qui pourraient exploiter ces données. Tout producteur ou consommateur, propriétaire de droit et effectif de ces données indispensables au système d'approvisionnement électrique, peut confier ses données à qui il souhaite par des moyens déjà disponibles ou à venir. Une libéralisation des systèmes de mesure introduira une désoptimisation des processus. Une régulation plus fine n'est pas requise.

Dans le domaine de l'électricité, comme dans celui du gaz, il n'y a pas de justification objective suffisante pour un datahub en situation d'ouverture partielle du marché. Delémont considère que l'évaluation de l'opportunité et la réalisation de solutions telles qu'un datahub ne doivent pas être fixées par une loi fédérale.

Mesdames, Messieurs,

Nous sommes un GRD (Gestionnaires de Réseau de Distribution) de taille moyenne dans le Canton de Vaud.

L'AES a élaboré une prise de position concernant le projet de la nouvelle Loi sur l'énergie (en annexe). Sur la base de ce document, nous vous transmettons nos commentaires concernant certains points importants à nos yeux.

1. Introduction d'appels d'offres pour les installations photovoltaïques

Références, p. 2 « L' introduction d'appels d'offres est considérée comme positive ... » + p. 11 « Requête 2^{ème} point ... puissance limite de 400 kWp » + p. 12 « Droit de participation aux enchères ».

Nous soutenons l'introduction d'un système avec des appels d'offres pour l'énergie photovoltaïque, ceci uniquement comme mentionné dans le document de l'AES, à partir d'une puissance élevée. La proposition de 400 kWp nous semble correcte. En dessous de cette limite, la complexité de ce mécanisme serait trop élevée et les gains insuffisants. De plus, cela fermerait la porte à la création de nombreux projets qui pourraient contribuer au développement de la stratégie énergétique 2050. Dans le Canton de Vaud, lors de nouvelles constructions, la loi impose la construction d'une installation photovoltaïque qui couvre aux moins 20% des besoins en énergie électrique du bâtiment. L'obligation d'utiliser l'instrument d'appels d'offres, créerait des distorsions du marché importantes. Certaines installations, obligatoires, ne bénéficieraient pas de subvention.

Dans ses explications, le Conseil fédéral fait remarquer que seules les installations photovoltaïques prêtes à être réalisées ont la possibilité de participer aux procédures d'appels d'offres. Comme mentionné par l'AES, une garantie de la part de l'entrepreneur que l'installation sera réalisée avec les taux d'encouragement correspondants devrait suffire. Sans cela, des projets immobiliers en phase de projet ne pourraient pas participer aux appels d'offres.

2. Changement de système pour les obligations de reprise et de rétribution

Référence p. 7 + p. 13 (encadré gris avec la Requête)

Comme le mentionne l'AES, la reprise d'électricité ne doit pas incomber au gestionnaire de réseau mais à un organe central indépendant avec un prix uniforme pour toute la Suisse. Le système de reprise par le GRD n'est pas compatible avec l'ouverture totale du marché.

3. Système de mesure

Référence p. 10

Le Conseil fédéral vise la libéralisation totale du système de mesure. Nous sommes d'avis, comme l'AES, que cela rajouterait une complexité inutile au système. Ceci s'accroît d'autant plus avec l'introduction du smart metering. Le système de mesure actuel est déjà efficace et respecte le cadre réglementaire mis en place. De plus, les clients ont déjà accès à leurs données de mesure dans un format facilement exploitable et ceci sans facturation individuelle des coûts.

4. Coûts du projet

Référence p. 12

Nous soutenons vivement l'AES concernant le fait que les responsables de projet se voient indemnisés d'une partie des coûts du projet même lorsque celui-ci ne peut en fin de compte être réalisé. Ceci pour la construction d'installations éoliennes, hydroélectriques et de géothermie.

Mesdames, Messieurs, nous vous remercions à l'avance de l'attention que vous porterez à notre prise de position, et sommes volontiers à votre disposition pour toute question que vous pourriez avoir.

Avec mes cordiales salutations

Alessandro Fabbri
Adjoint technico-administratif

Direct +41 21 631 55 24
Mobile +41 79 893 80 55
E-Mail a.fabbri@sie.ch

SIE SA
Ch. de la Gottrause 11
CH-1023 CRISSIER
Tél. +41 21 631 51 11
Fax +41 21 634 77 47
[Où nous trouver](#)



Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
DETEC / Office fédéral de l'énergie OFEN
Service de coordination
3003 Berne

par voie électronique:
EnG@bfe.admin.ch

Contact

Konrad Rieder, 079 859 24 19, konrad.rieder@sig-ge.ch
Correspondance : SIG, Direction générale / Affaires réglementaires, c.p. 2777, 1211 Genève 2

Genève, le 25 juin 2020

**Révision de la loi sur l'énergie
Prise de position**

Monsieur le Directeur,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de nous offrir la possibilité de prendre position sur votre proposition de révision de la Loi sur l'énergie (LEne) dans le cadre de la consultation du 3 avril au 12 juillet 2020.

SIG, un des acteurs d'approvisionnement majeurs en énergies au niveau de la Suisse, veille à la bonne performance des infrastructures d'approvisionnement et des solutions énergétiques pour ses clients actuels et futurs. SIG œuvre avec et pour le canton de Genève, ses communes, les 500'000 résidents et les entreprises de la région. L'OFEN reconnaît les efforts de SIG pour concrétiser la stratégie énergétique 2050 et classe SIG en tête des entreprises d'approvisionnement suisses.

Au vu de l'urgence climatique et des enjeux pour la mise en œuvre de la transition énergétique en Suisse, SIG est favorable à une nouvelle LEne à condition que celle-ci soit axée fermement sur (1) la sobriété et l'efficacité énergétique, (2) le développement de toutes les énergies renouvelables suisses, et (3) la sécurité d'approvisionnement et l'équilibrage saisonnier en convergence des énergies.

Une telle nouvelle LEne est nécessaire pour atteindre les objectifs de la stratégie 2050. La LEne doit donner le sens et le cap pour assurer la cohérence des différentes lois concernant les énergies en cours d'élaboration (LApEI, LApGaz, Loi sur le CO₂). La LEne doit préciser les priorités de la stratégie énergétique du pays, soit de répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement en énergies de la Suisse, de développement des énergies renouvelables et d'équilibrage énergétique entre périodes de production et périodes de consommation.

Services industriels
de Genève
Ch. du Château-Bloch 2
Le Lignon

Correspondance
SIG Services Clients
Case postale 2777
1211 Genève 2

www.sig-ge.ch



Selon SIG, le seul moyen d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO₂ de la Suisse et d'assurer son approvisionnement est de prioriser les axes de cette stratégie énergétique de la manière suivante :

1. Sobriété énergétique : maîtrise voire diminution de la consommation du pays et amélioration de l'efficacité énergétique ;
2. Développement des (nouvelles) énergies renouvelables, notamment pour la chaleur et le froid, l'électricité et la mobilité ;
3. Convergence des réseaux : mettre à contribution de la sécurité d'approvisionnement chaque énergie et ancrer le soutien aux investissements de projets d'équilibrage saisonnier et de convergence optimale des énergies.

Si l'axe 2 est abordé et traité dans le projet de loi en consultation, il est regrettable que l'axe 1 soit ignoré. Il est pourtant essentiel de commencer par travailler sur la réduction de la demande avant d'accroître les moyens de production ; la maîtrise des moyens de production est primordiale avant de proposer des solutions de consommation supplémentaire (thermique des bâtiments, mobilité électrique). L'axe 3 doit être développé très fortement pour permettre à ce projet de loi d'accompagner efficacement les ambitions de la stratégie énergétique 2050.

Pour ces raisons, même si SIG reconnaît l'effort de prolonger et d'aménager le soutien au développement des énergies renouvelables, **nous nous opposons à ce projet actuellement en consultation** qui ne donne pas, en l'état, une vision claire, le cadre légal approprié ou encore les moyens nécessaires pour réussir les objectifs de la stratégie à 2050.

Clairement, les ouvertures des marchés très fortement régulées ne sont pas (plus) les réponses adéquates aux besoins de souplesse et d'agilité des acteurs des différentes branches énergétiques pour dynamiser les innovations et conduire l'approvisionnement énergétique à une neutralité carbone. La Suisse a besoin d'une « **réforme de régulation** ». Il nous faut des innovations et de l'audace en termes de régulations énergétiques et non de méthodes anciennes qui ne correspondent pas aux nouveaux défis environnementaux actuels. Ce constat est largement confirmé par les régulations pratiquées jusqu'ici par des Etats voisins, que nous observons mais qui n'ont pas « livré » les résultats dont il nous faut demain. Et ce constat s'impose surtout aussi dans le monde d'après la crise sanitaire du coronavirus qui se profile.

Pour SIG, il revient à la LEne révisée de porter vraiment l'ambition énergétique à l'horizon 2050 de la Suisse. Il nous faut une LEne révisée qui contribue à nous sortir de la crise climatique.

En effet :

- notre consommation globale, nationale, locale et privée dépasse de loin les ressources régénératives auxquelles nous pouvons prétendre ; nous Suisses puisons trop dans les ressources des générations qui nous suivent et bien trop dans les « ressources d'ailleurs » de régions exportatrices souvent défavorisées ;
- nous vivons massivement à la fois la crise lente du changement climatique et la crise immédiatement disruptive d'une pandémie planétaire ; nous prenons conscience de nos multiples dépendances aux importations et voyons émerger la notion d'autonomie énergétique solidaire.

Nous devons nous déterminer pour une voie d'avenir des énergies neutres en carbone. Nous devons mettre la priorité sur l'essentiel.

Il est temps, lors de cette révision de la loi fédérale de l'énergie d'y ancrer la notion de **sobriété** (énergétique).

Il y a lieu de développer la promotion de l'**efficacité énergétique**. Considérant l'expérience faite avec le programme éco21, SIG insiste sur l'opportunité de réaliser, au niveau de la Suisse, des économies annuelles supplémentaires d'environ 1.2 TWh avec un financement du soutien modéré de l'ordre de 5% du prix de l'électricité pour un ménage. Si pérennisé à ce niveau, des économies substantielles de l'ordre de 10 à 15 TWh seraient réalisables.

Du point de vue du client (citoyen, consommateur, ménage ou entreprise) ce projet de révision de la LEne omet de proposer une feuille de route lisible, ambitieuse et réaliste, porteuse d'une accélération forte de la transition énergétique pour répondre à l'urgence climatique et pour assurer l'approvisionnement énergétique.

Du point de vue du producteur et porteur d'économies d'électricité (professionnel), de l'entreprise d'approvisionnement (intermédiaire, facilitateur) ou de l'investisseur, la révision de la LEne doit offrir des opportunités mobilisatrices. Considérant les cycles de projets longs (planifications du territoire, développement et autorisations, réalisation coordonnée), le cadre légal ne doit pas être limité à 2035, mais ouvrir une perspective permettant aux entreprises de la branche de développer les filières de solutions énergétiques correspondantes

Production de force éolienne : Pour le développement de la production éolienne, il faut une continuité illimitée du dispositif de soutien et donc tout particulièrement éviter une limitation à 2035. Lors de la pesée des intérêts et des priorités, il y a lieu de mieux tenir compte des atouts de l'énergie éolienne qui sont la saisonnalité (production hivernale prépondérante) et la faible charge en CO₂. Il est important de soutenir financièrement également la phase de planification et de développement de projets de production éolienne. Pour considérer un parc d'intérêt national il n'est pas indispensable de fixer une puissance minimale ou alors celle-ci devrait se situer à 5 MW et non pas à 10 MW (art. 27a al. 1).

Production photovoltaïque : Les appels d'offres et les conditions minimalistes basées sur des installations de référence présentent un risque systématique d'exclure des projets urbains. Cet effet est contraire aux objectifs et doit être évité, p. ex. par l'application de catégories spécifiques. Il faut rassurer les acteurs que la densification de la production d'électricité en milieu urbain sera priorisée et économiquement réalisable, en proximité de la densité de consommation, même si les coûts de production y sont structurellement plus élevés. Admettre la consommation propre sans dégrader le soutien financier est un moyen pragmatique pour concrétiser cette ambition.

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEne et la révision en préparation de la LApEI

La révision de la LEne est proposée comme mesure d'accompagnement à une ouverture complète du marché (révision LApEI). Il faut inverser cet ordre. **En**

situation de crise climatique, l'ouverture du marché ne doit être engagée puisqu'elle ne contribue pas avec certitude à sortir de la crise plus vite et à coûts moindres. En effet, pour de plus en plus d'acteurs en Suisse comme en Europe, il est évident que la réponse effective aux défis climatiques et énergétiques ne proviendra pas d'une libéralisation des marchés, mais de la capacité et de l'engagement des entreprises d'approvisionnement à agir dans le cadre de politiques publiques en faveur du climat.

Afin de **stabiliser le cadre légal applicable à l'approvisionnement de base** en électricité, pour les clients et pour les fournisseurs, il faut éviter des revirements non indispensables jusqu'à une entrée en force de la LApEI révisée en préparation. Il y a lieu de préserver l'attribution de l'électricité renouvelable suisse à l'approvisionnement de base établie (art. 6 al. 5bis LApEI) indépendamment de la prime de marché (art. 30 LEne, que cette révision de la LEne va abroger).

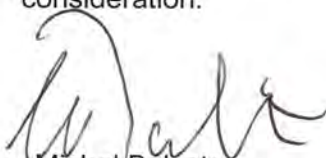
Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEne, la loi sur le CO₂, la révision en préparation de la LApEI et la nouvelle LApGaz

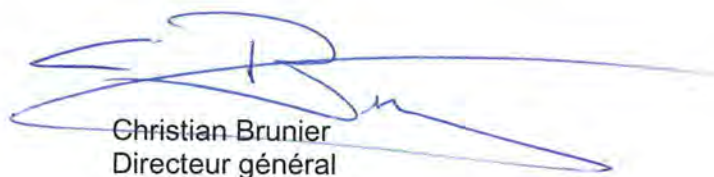
Le « **bâti** » est au centre des défis climatique et énergétique. Le tournant à opérer exige une **mise en cohérence** complète du cadre légal, pour l'existant à rénover et pour le neuf, comme destination ou origine sur de multiples relations énergétiques.

La révision de la LEne doit ouvrir une nouvelle voie, dont la pertinence est largement reconnue, par l'introduction d'une base légale pour soutenir la production de **gaz renouvelables et neutres en carbone** (biogaz, gaz de synthèse, hydrogène), les procédés de conversion, l'exploitation de flexibilités et les solutions de stockage énergétique notamment saisonnier.

Il y a lieu de clarifier, développer et pérenniser les conditions applicables aux **garanties d'origines**, notamment la reconnaissance de celles de l'UE et de l'EEE en Suisse ainsi que la reconnaissance au niveau des exigences applicables aux bâtiments et véhicules. Les prescripteurs et les clients, particuliers et entreprises, souhaitent la traçabilité des gaz de schistes.

En vous remerciant de l'attention que vous porterez également à nos commentaires et propositions détaillés en annexe, nous vous prions de croire, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, à l'assurance de notre parfaite considération.


 Michel Balestra
 Président


 Christian Brunier
 Directeur général

Annexe : Propositions détaillées concernant la révision de la LEné

Sobriété (énergétique) : Il est temps, en Suisse, pour un débat législatif sur le niveau de consommation porteur de sens et dans le respect de la limite de nos ressources. Nous proposons d'ancrer ce principe d'importance nouvelle et fondamentale dans la loi fédérale lors de cette révision de la loi sur l'énergie.

Proposition : Compléter l'art. 1 al. 1 LEné comme suit :

La présente loi vise à contribuer à un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement ainsi qu'à promouvoir la sobriété énergétique.

Promotion de l'efficacité énergétique : Le Conseil fédéral ne propose aucune modification du dispositif établi (art. 32 Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité, ces appels d'offres étant effectués par ProKilowatt). C'est une lacune du projet. Selon nous il y a lieu de **développer très significativement** la promotion de l'efficacité énergétique en Suisse. Considérant p. ex. l'expérience avec le programme éco21 de SIG il y a une vraie opportunité de renforcer ce levier de sécurité d'approvisionnement, au même titre que les investissements dans des capacités de production d'électricité supplémentaires. Le développement des mesures d'efficacité énergétique peut viser des économies annuelles supplémentaires d'environ 1.2 TWh par un financement modéré et supportable (p. ex. env. 5% du prix de l'électricité pour un ménage).

Proposition : Il est proposé un art. 32a (nouveau) et dans l'art. 36 LEné est inséré un al. 1 lit. c (nouveau)

Art. 32a (nouveau) Contribution aux coûts des porteurs de mesures d'efficacité énergétique

(teneur à formuler avec les éléments suivants : Les porteurs de mesures ou de programmes d'efficacité énergétique peuvent demander une rétribution des coûts de programme. Le Conseil fédéral définit les modalités de gestion efficace et confie l'exécution p. ex. à l'agence de reprise proposée par l'AES et d'autres par la révision de l'art. 15 en ce qui concerne la reprise et rétribution de l'électricité injectée dans le réseau).

Art. 36 Limitation du soutien selon les affectations et liste d'attente

1 L'allocation des ressources entre les diverses affectations est soumise à:

a. un maximum de 0,1 ct./kWh;

1. pour les appels d'offres publics,

(...)

b. un maximum de 0,2 ct./kWh pour les contributions d'investissement au sens de l'art. 26, al. 1, destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW,

c. un maximum de 0,1 ct./kWh qui sera augmenté annuellement de 0,1 jusqu'à atteindre 1 ct./kWh pour contribuer au financement des coûts des porteurs de mesures d'efficacité énergétique.

Feuille de route lisible pour le client (citoyen, consommateur, ménage ou entreprise, producteur) : Ce projet de révision de la LEné omet de proposer une vision, ambitieuse et réaliste, porteuse d'une accélération forte de la transition

énergétique pour répondre à l'urgence climatique et pour assurer l'approvisionnement énergétique ainsi que son financement.

Proposition : Le message portant cette révision de la LEné devra résumer les grandes lignes de l'approvisionnement en électricité de la Suisse, p. ex. en termes de i) consommation (tendance de passer de 60 TWh à 80 TWh en 30 ans d'ici 2050 par des pompes-à-chaleur et les véhicules électriques) ; ii) options d'approvisionnement au coût complet entre 9 à 11 ct/kWh, par l'efficacité énergétique ou des production nouvelles; iii) financement par le marché de gros « energy only » restreint à entre 4 à 7 ct/kWh; iv) une différence de financement structurelle que le marché n'apporte pas d'env. 2 à 7 ct/kWh et qui détermine un besoin de soutien pour « effacer » ou « produire » 40 TWh en Suisse (entre 800 et 2'800 MCHF); v) des options de financement à adopter par la LEné nouvelle (sachant que le produit du supplément réseau actuel maintenu à 2.3 ct/kWh, appliqué sur 60 TWh, contribuera env. 1'300 MCHF) ; vi) sous-couverture, en cas d'ouverture complète du marché, des coûts des producteurs suisses (estimation de l'ordre de 500 MCHF par an).

Proposition : L'OFEN devra proposer un outil de référence durant ce processus politico-législatif, pour rassurer et pour gagner l'adhésion, un calculateur-comparateur rigoureux de la facture énergétique globale annuelle, par personne, ménage (« panier énergétique » toutes énergies, logement et déplacements compris, en historique et projection à 2035 et 2050, « avec les mesures proposées » ou « sans »).

Proposition : Rassurer les milieux urbains sur l'équité de la répartition des fonds du supplément réseau à charge de ces consommateurs. Il faut de la transparence (provenance et emplois des fonds) et éviter des transferts régionaux nets systématiques par des modalités appropriées pour les diverses formes de soutien financées par le supplément réseau.

Production, prévisibilité, conditions : Pour les divers acteurs concernés, tels notamment le producteur ou porteur d'économies d'électricité (professionnel), l'entreprise d'approvisionnement (intermédiaire, facilitateur) ou l'investisseur, le projet de révision de la LEné n'offre pas un cadre suffisamment lisible et stable dans le temps. Considérant les cycles de projets longs (planifications du territoire, développement et autorisations, réalisation coordonnée), une restriction du cadre à 2035 présente un blocage et jette le doute sur l'opportunité de développer une activité et des projets à un horizon aussi limité.

Proposition : Définir des dispositifs de soutien sans limitation dans le temps. A minima, reporter la limitation prévue de 2035 à 2050.

Production par la force éolienne : Pour le développement sain de la production éolienne, il faut prévoir la continuité illimitée du dispositif de soutien et donc éviter une limitation à 2035. Pour le soutien et l'attribution de l'intérêt national à un parc éolien il n'est pas indispensable de fixer une puissance minimale ou alors celle-ci devrait se situer à 5 MW et non pas à 10 MW (art. 27a al. 1). Soutenir financièrement la phase de planification et de développement de projets de production éolienne correspond à un besoin réel. Toutefois, il ne faut pas limiter le soutien aux mesures du vent.

L'énergie éolienne déploie sa force en hiver, puisque deux tiers de l'énergie sont générés entre octobre et mars ; elle répond en plus très bien aux impératifs climatiques (env. 15 g CO₂/kWh). Lors de la pesée des intérêts (protection ou exploitation ; ordre d'attribution du soutien) il y a lieu de tenir compte du critère de la saisonnalité et donc de la capacité de la production éolienne à réduire le déficit hivernal croissant identifié (voir les analyses de la sécurité d'approvisionnement, p. ex. par l'EiCom).

Proposition : (compléter l'al. 5 de l'art. 12 Intérêt national à l'utilisation des énergies renouvelables)

Le Conseil fédéral fixe la taille et l'importance requises pour les installations hydroélectriques et les éoliennes. (...). Lorsqu'il fixe la taille et l'importance requises selon l'al. 4, il tient compte de critères tels que la puissance, la production, la saisonnalité ou la flexibilité de production dans le temps et en fonction des besoins du marché.

Production photovoltaïque : Il y a lieu de rassurer, notamment lors des appels d'offres, que la densification de la production ait lieu pour l'essentiel en milieu urbain et de façon voulue en proximité de la densité de consommation, même si les coûts de production y sont structurellement plus élevés. C'est également une question d'équité de veiller à une répartition saine des fonds du supplément réseau tenant compte des consommateurs contributeurs urbains. Dans cette optique, nous proposons i) de faire des catégories spécifiques pour les installations de référence ou pour les appels d'offres (p. ex. localisation urbaine, exploitation maximale des surfaces construites) ; ii) d'admettre, sans pénalité (rétribution non réduite), l'option de consommation propre dès la mise en service ou ultérieurement.

Proposition : Compléter l'art 25 et l'art. 25a

Des catégories spécifiques s'appliquent pour les installations de référence et pour les appels d'offres, notamment pour tenir compte de la localisation urbaine et de l'exploitation élevée des surfaces construites.

Proposition : Biffer l'art. 25 al. 3

~~*Pour les installations qui injectent toute l'électricité produite, la rétribution unique peut, en dérogation à l'al. 2, atteindre 60 % des coûts d'investissement des installations de référence au moment de leur mise en exploitation.*~~

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEne et la révision en préparation de la LApEI

La révision de la LEne est proposée comme mesure d'accompagnement à une ouverture complète du marché (révision LApEI). Il faut inverser cet ordre. **En situation de crise climatique, l'ouverture du marché ne doit être engagée puisqu'elle ne contribue pas avec certitude à sortir de la crise plus vite et à coûts moindres.** Bien au contraire, en cas d'ouverture complète du marché, les producteurs suisses, dont les coûts sont actuellement couverts par l'approvisionnement de base régulé, se verront exposés à une dégradation économique substantielle estimée de l'ordre de 500 MCHF par an. Une analyse complète des besoins et options de financement pour le kWh « à économiser » et/ou « à produire » selon la Stratégie énergétique 2050 devra être exposée par

le message du Conseil fédéral sur la révision de la LEne. En effet, pour de plus en plus d'acteurs en Suisse comme en Europe, il est évident que la réponse effective aux défis climatiques et énergétiques ne proviendra pas d'une libéralisation des marchés, mais de la capacité et de l'engagement des entreprises d'approvisionnement à agir dans le cadre de politiques publiques en faveur du climat.

Afin de **stabiliser le cadre légal applicable à l'approvisionnement de base** en électricité, pour les clients et pour les fournisseurs, il faut éviter des revirements non indispensables jusqu'à une entrée en force de la LApEI révisée en préparation. Il y a lieu de préserver l'attribution de l'électricité renouvelable suisse à l'approvisionnement de base établie selon l'art. 6 al. 5bis LApEI et ceci indépendamment du dispositif de la prime de marché, selon l'art. 30 LEne, que cette présente révision de la LEne prévoit d'abroger.

Proposition : modifier, par la révision LEne, l'art. 6 al. 5bis LApEI
S'ils fournissent de l'électricité issue d'énergies renouvelables aux consommateurs captifs, ils peuvent prendre en compte dans leurs tarifs le coût de revient de cette électricité jusqu'à l'expiration de la prime de marché visée à l'art. 30 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (...).

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEne, la révision en préparation de la LApEI et la nouvelle LApGaz

La révision de la LEne doit ouvrir une nouvelle voie, dont la pertinence est largement reconnue, par l'introduction d'une base légale pour soutenir la production de **gaz renouvelables et neutres en carbone** (biogaz, gaz de synthèse, hydrogène), les procédés de conversion, l'exploitation de flexibilités et les solutions de stockage énergétique notamment saisonnier.

Proposition : Il y a lieu de clarifier, développer et pérenniser les conditions applicables aux **garanties d'origines**, notamment la reconnaissance de celles de l'UE et de l'EEE en Suisse ainsi que la reconnaissance au niveau des exigences applicables aux bâtiments et véhicules. Les prescripteurs et les clients, particuliers et entreprises, souhaitent la traçabilité des gaz de schistes.

Proposition : Ce projet de révision de la LEne devrait être complété avec des dispositions harmonisées, dans la LEne ou dans d'autres lois, stipulant le soutien au développement de la **production de gaz neutres en carbone** ou à des procédés de conversion d'électricité en gaz, ou de gaz en électricité, permettant notamment le stockage énergétique saisonnier (par l'électricité, le gaz, la thermique) ainsi qu'établir des conditions privilégiées, voire l'exemption, des rétributions d'utilisation des réseaux pour des cas d'application type spécifiques.

SIG considère que le choix des **systèmes de mesure**, intelligents ou autres, doit répondre à une logique économique et rester du ressort du gestionnaire de réseau de distribution, tenant compte des recommandations établies subsidiairement par la branche. Une libéralisation des systèmes de mesure est une approche non indispensable, compliquée, coûteuse et donc disproportionnée, si la seule véritable intention consiste à rendre accessibles les données de

production ou de consommation à des acteurs, économiques ou non, qui pourraient exploiter ces données. Tout producteur ou consommateur, propriétaire de droit et effectif de ces données indispensables au système d'approvisionnement électrique, peut confier ses données à qui il souhaite par des moyens déjà disponibles ou à venir. Une libéralisation des systèmes de mesure introduira une désoptimisation des processus. Une régulation plus fine n'est pas requise.

Dans le domaine de l'électricité, comme dans celui du gaz, il n'y a pas de justification objective suffisante pour un datahub (application qui automatise la mise en relation informatique entre clients et fournisseurs et soutient le processus de changement de fournisseur) en situation d'ouverture partielle du marché. SIG considère que l'évaluation de l'opportunité et la réalisation de solutions telles qu'un **datahub** ne doivent pas être fixées par une loi fédérale.

* * *

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Swissgrid AG
Bleichemattstrasse 31
Postfach
5001 Aarau
Schweiz

T +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Ihr Kontakt
Michael Rudolf
T direkt +41 58 580 35 15
michael.rudolf@swissgrid.ch

9. Juli 2020

Swissgrid-Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit der vorliegenden Revision des Energiegesetzes (EnG) will der Bundesrat mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit gewährleisten. Dafür sollen die bestehenden Förderinstrumente verlängert und punktuell weiterentwickelt werden.

Als nationale Netzgesellschaft sorgt Swissgrid dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Entsprechend diesem Auftrag fokussiert sich Swissgrid auf den in den Erläuterungen erwähnten Aspekt der Integration von Stromerzeugungskapazitäten in das Gesamtsystem. Zu den in der Revision EnG enthaltenen Gesetzesänderungen hat Swissgrid keine Anmerkungen.

1. Integration von Stromerzeugungskapazitäten in das Gesamtsystem

Die Erläuterungen zum Entwurf EnG schreiben einleitend (S.2):

«Ab dem Jahr 2050 soll die Schweiz nicht mehr Treibhausgase ausstossen, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können. Dies setzt eine rasche Elektrifizierung im Verkehrs- sowie im Wärmesektor voraus. Vor diesem Hintergrund ist ein starker und rechtzeitiger Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unumgänglich. Strom wird vermehrt dezentral erzeugt. Der rechtliche Rahmen muss daher neben dem Ausbau der Stromerzeugungskapazität auch zu deren Integration ins Gesamtsystem beitragen. Nur so kann der Übergang von einem zentralen zu einem stärker dezentral organisierten Stromsystem effizient und sicher gelingen. Der Bundesrat wird dem Parlament

die netz- und marktseitig notwendigen Massnahmen im Rahmen einer Revision des Stromversorgungsgesetzes unterbreiten. Diese ist auf die vorliegende Revision des Energiegesetzes inhaltlich abgestimmt.»

Swissgrid teilt die Einschätzung, dass zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 inkl. Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten der rechtliche Rahmen zur Integration der neuen erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem beitragen muss. Der Vernehmlassungsentwurf der Revision StromVG enthielt hierzu u.a.:

- Art. 8a Schaffung einer Reserve
- Art. 17b^{bis} Nutzung von Flexibilität
- Art. 8 und 20a hinsichtlich Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs und Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs.

Aus Sicht von Swissgrid waren diese Bestimmungen jedoch noch nicht ausgereift oder griffen zu kurz. Die vom Gesetzgeber vorgesehene Ungleichbehandlung von Speichertechnologien beim Netznutzungsentgelt (vgl. Faktenblatt I «Änderung Stromversorgungsgesetz») erschwert gar die effiziente Integration von neuen erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem. Swissgrid hatte sich zu diesen Bestimmungen im Rahmen der Vernehmlassung Revision StromVG geäussert (Stellungnahme vom 28. Januar 2019). In den nachfolgenden Abschnitten 1c, 1d und 1f fassen wir die wesentlichsten Punkte im Hinblick auf die Integration von neuen erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem nochmals zusammen.

Der Anstieg von dezentral erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien stellt das Stromnetz vor zusätzliche Herausforderungen. Die Unsicherheit bei den Prognosen wird steigen. Strom wird vermehrt in die «umgekehrte» Richtung, d.h. aus den unteren Netzebenen in die oberen fliessen. Die Frequenz- und Spannungshaltung sowie die Vermeidung von Engpässen im Netz werden anspruchsvoller.

Aus Sicht Swissgrid tragen folgende – über die Revision StromVG hinausgehende – Massnahmen zur erfolgreichen Integration von neuen erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem bei:

- 1a Netzausbau / Bewilligungsverfahren: Der Netzausbau muss mit dem Ausbau der Erzeugungskapazitäten mithalten können.
- 1b Lastmanagement: Innovative Lösungen können helfen, Lasten in den unteren Netzebenen flexibel zu steuern und so auch dem Übertragungsnetz Frequenzdienstleistungen zur Verfügung zu stellen.
- 1e Stromabkommen Schweiz - EU: Ein Stromabkommen ist nicht nur als eine zu berücksichtigende Rahmenbedingung für den vorliegenden Gesetzesentwurf, sondern auch als Element für die effiziente und sichere Integration von neuen erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem zu betrachten. Auch bei einem bedeutenden Ausbau von erneuerbaren Energien wird die Importfähigkeit einen wichtigen Beitrag zur

Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten. Diese ist ohne ein Stromabkommen nicht gewährleistet.

- 1g Datenaustausch: Mit den heute verfügbaren Daten kann Swissgrid kritische Netzsituationen in den unteren Netzebenen erst erkennen, wenn sich diese auf das Übertragungsnetz auswirken. Die Koordination des Netzbetriebs zwischen den Netzbetreibern resp. die Verfügbarkeit, Qualität und Transparenz von Daten wird deshalb immer wichtiger für den sicheren Netzbetrieb. Beispielsweise könnten damit die Prognosen über die erwartete Netzbelastung verbessert werden, was die Betriebsplanung des Übertragungsnetzes vereinfachen und den Einsatz von Regelenergie optimieren würde.

Gegenüber den Endverbrauchern befürwortet Swissgrid zudem eine transparente Ausweisung der aus Massnahmen zur Förderung von erneuerbaren Energien bzw. zur Sicherstellung des sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs entstehenden Kosten. Die Zuordnung von Kosten für Netzverstärkungen im Verteilnetz als Teil der Systemdienstleistungen entspricht diesem Grundsatz nicht. Swissgrid würde eine erkennbare und damit transparente Ausweisung dieser Kosten ggü. dem Endverbraucher auf allen Spannungsebenen begrüßen (vgl. Abschnitt 2d).

Hinsichtlich einer Abstimmung der Vorlagen EnG und Revision StromVG erachten wir eine gleichzeitige Behandlung im Parlament als zielführend.

a. Netzausbau / Bewilligungsverfahren

Mit dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (u.a. EleG) und der «Strategie Stromnetze» traten 2018 bzw. 2019 Bestimmungen in Kraft mit dem Ziel, die Bewilligungsverfahren bei Netzprojekten zu optimieren und zu beschleunigen. Für Sachplan- (SÜL) und Plange-nehmungsverfahren (PGV) sieht das EleG Fristen von je 2 Jahren vor. Die Realität hinkt diesen Fristen jedoch hinterher. In der Leistungsvereinbarung für das BFE 2020 steht diesbezüglich: «*Stromnetze: Durchschnittliche Verfahrensdauer ausgewählter wichtiger Netzvorhaben auf der Übertragungsebene (Jahre): SOLL 2020 – 13 Jahre*». Geht man davon aus, dass für ein Bauprojekt 2-3 Jahre, 2 Jahre vor dem Bundesverwaltungsgericht¹ und 2-3 Jahre für den Bau benötigt werden, verbleiben ca. 6 Jahre für SÜL und PGV. Die bisherigen Erfahrungen von Swissgrid stützen diese Zahlen. Sachplanverfahren benötigen z.B. weiterhin 3-4 oder gar mehr Jahre.

Steigt die Anzahl der Netzprojekte aufgrund der Förderung von erneuerbaren Energien, dürfte sich dies weiter akzentuieren. Auf der betrieblichen Seite drohen dann ungewohnte Netzflüsse und Netzengpässe. Die Netzinfrastruktur käme zusehends an ihre Grenzen.

Swissgrid vermisst entsprechende Hinweise in den Erläuterungen des vorliegenden Entwurfs, inkl. im Kapitel 6.2 *Personelle Auswirkungen*. Übersteigt die Produktion die verfügbaren Netzkapazitäten, kommt es zu Engpässen im Netz. Beispielsweise können Kraftwerke bzw. Erzeuger

¹ Im Falle eines Weiterzugs ans Bundesgericht kommen weitere 2 Jahre hinzu.

nicht ihre volle Leistung einspeisen. Erfolgt dies auf Anweisung von Swissgrid (z.B. Redispatch), entstehen für die Endverbraucher wiederum zusätzliche Kosten. Für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 muss daher sichergestellt werden, dass die Fristen der Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren eingehalten werden. Dies bedingt u.a. ausreichende Ressourcen beim BFE für die Bearbeitung der Verfahren.

b. Lastmanagement

Im Hinblick auf eine steigende Elektromobilität kann sich Swissgrid ein Lastmanagement seitens Verteilnetzbetreiber oder Dritter vorstellen. Ein wesentlicher Anteil der Last in den unteren Netzebenen ist flexibel und kann durch innovative Lösungen gesteuert werden. Damit können auch dem Übertragungsnetz Frequenzdienstleistungen zur Verfügung gestellt werden. Derzeit entwickelt die Crowd Balancing Plattform EQUIGY eine solche Lösung. Diese ermöglicht das Anbieten von dezentralen Ressourcen (bspw. Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, Heizungs- und Kühllasten) auf dem Systemdienstleistungsmarkt mithilfe von Blockchain-Technologie. Das in der Schweiz lancierte Pilotprojekt zielt auf den Einsatz von Speichertechnologien im Bereich der Primärregelenergie ab. Die EQUIGY-Plattform könnte auch verwendet werden, um Engpässe im Übertragungs- und Verteilnetz durch intelligente Steuerung der dezentralen Ressourcen zu vermeiden (vgl. nächstes Kapitel 1c) – in Ergänzung zum Redispatch, der von Übertragungsnetzbetreibern im Inland und grenzüberschreitend zur Behebung von Netzengpässen eingesetzt wird.

c. Nutzung von Flexibilität und Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs

Swissgrid begrüsst, dass im Rahmen der Revision StromVG die Voraussetzungen für den markteffizienten Zugang und die markteffiziente Nutzung von Flexibilität verbessert werden sollen (vgl. Art. 17b^{bis} des Vernehmlassungsentwurfs der Revision StromVG). Stand heute bestehen bspw. kaum Möglichkeiten, PV-Anlagen in Echtzeit abzuregeln, sollte dies aus netztechnischen Gründen notwendig sein. Einerseits sind die Anlagen dazu in vielen Fällen technisch nicht ausgerüstet (mit Ausnahme von Einrichtungen für die Frequenzhaltung; sog. 50.2 Hz Problematik). Andererseits bietet das bestehende Marktmodell kaum Anreize für das Anbieten derartiger Flexibilität.

Die neuen Regelungen dürfen aber die Verfügbarkeit von Flexibilitäten für die Beschaffung von Regelleistung nicht einschränken. Den Verteilnetzbetreibern sollte nur zur Behebung einer nachweisbaren Gefährdung ein priorisierter Zugriff auf Flexibilität der Endverbraucher eingeräumt werden. Zudem haben entsprechende Zugriffe einer Überprüfung der ElCom zu unterstehen. Alternativ bzw. ergänzend zu Flexibilitäten kann sich Swissgrid auch Anreize für netzdienliches Verhalten vorstellen.

Für den Spezialfall einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebes sieht der Entwurf der Revision StromVG neu einen Art. 20a vor. Als Beispiel von Massnahmen, welche basierend

auf Art. 20a vereinbart werden können, erwähnen die Erläuterungen manuelle und automatische Lastabwürfe. Im Vordergrund stehen damit Szenarien, in denen die Netzausspeisung bzw. der Verbrauch die Netzeinspeisung bzw. Produktion übersteigt. Mit steigenden Anteilen an dezentral erzeugten erneuerbaren Energien muss aber auch zusehends dem umgekehrten Fall Rechnung getragen werden, d.h. die Produktion übersteigt den Verbrauch und es kommt zu einer Rückspeisung in höhere Netzebenen aufgrund hoher PV Produktion. Steigt die PV-Produktion in der Schweiz wie in den Erläuterungen (S. 7) erwähnt an, könnten derartige Rückspeisungen künftig vermehrt auftreten. Im Rahmen des Strategischen Netzes 2025 betrachtete Swissgrid auch ein «Sun-Szenario». Dessen Annahmen sind in etwa vergleichbar mit dem in den Erläuterungen erwähnten PV-Ausbau. Im Sun-Szenario führte die PV-Einspeisung in Teilen der Schweiz zu zusätzlichen Netzeinsparungen. Als Massnahmen können Leitungen verstärkt oder auch Speicher zu netzdienlichen Zwecken eingesetzt werden. Diese Massnahmen können womöglich aber nicht zeitgerecht oder für jeden Fall ausreichend umgesetzt werden. Art. 20a StromVG sowie dessen Erläuterungen haben deshalb auch den Fall von zu hoher Netzeinspeisung und als Massnahme die Abregelung von Produktionsanlagen (bspw. auch von PV Anlagen via Pooling) als Regelungsinhalt zu umfassen.

d. Gleichbehandlung von Speichern

Gemäss dem Faktenblatt 1 zur Revision StromVG sollen weiterhin nur Pumpspeicherkraftwerke vom Netznutzungsentgelt befreit sein. Andere Speicher sollen beim Elektrizitätsbezug aus dem Netz Netznutzungsentgelt bezahlen müssen. Swissgrid befürwortet eine Gleichbehandlung von reinen Speichern (d.h. Speicher ohne Endverbraucher), damit sich u.a. ein liquider Markt für Flexibilitäten entwickeln kann. Die Gleichbehandlung ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass neben Pumpspeicherkraftwerken auch andere Speichertechnologien (bspw. Batterien) Regenergie anbieten können. Damit liesse sich das Angebot an Regenergie erweitern, was sich positiv auf die generelle Verfügbarkeit bzw. den Wettbewerb und damit auf die Versorgungssicherheit und die Kosten für die Endverbraucher auswirken würde. Müssen bspw. Batterien ein Netznutzungsentgelt bezahlen, entsteht aufgrund dieser Ungleichbehandlung für sie ein Wettbewerbsnachteil, da die Kosten für das Netznutzungsentgelt entsprechend in ihre Angebote eingepreist werden müssen.

e. Stromabkommen Schweiz - EU

Swissgrid begrüsst das Ziel des Bundesrates, ein Stromabkommen mit der EU abzuschliessen und deshalb auch die vorliegende Revision «möglichst EU-konform» auszugestalten (vgl. Erläuterungen S. 11). Wie dort festgehalten, ist nicht ausgeschlossen, dass bei Abschluss eines Stromabkommens im Hinblick auf das EU-Beihilferecht u.a. die Investitionsbeiträge Justierungen erfordern würden. Zudem ist ein Stromabkommen nicht nur als eine zu berücksichtigende Rahmenbedingung für den vorliegenden Gesetzesentwurf, sondern auch als Element für die effiziente und sichere Integration von neuen erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem zu betrachten. Die Kombination von fehlendem Stromabkommen, starkem Ausbau an neuen erneuerbaren Energien und schleppendem Netzausbau stellt für den diskriminierungsfreien,

zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes (Art. 20 Abs. 1 StromVG) eine Herausforderung dar. Zudem wird selbst bei einem starken Ausbau von erneuerbaren Energien, welche zur Winterproduktion beitragen, die Importfähigkeit auch künftig einen wichtigen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten. Diese ist ohne ein Stromabkommen nicht gewährleistet.

f. Strategische Reserve

Gemäss Faktenblatt 1 zur Revision StromVG ist eine Energie- bzw. Speicherreserve vorgesehen zur Absicherung der kurzfristigen Versorgungssicherheit gegen ausserordentliche, nicht vorhersehbare Extremsituationen. Der dazu in der Vernehmlassung Revision StromVG enthaltene Art. 8a erschien uns aus Sicht Ausgestaltung und Verantwortlichkeiten jedoch noch nicht ausgereift. Daraus ergeben sich auch Fragen zur Wirksamkeit der Strategischen Reserve. Kritisch sehen wir insb.:

- Eine Absicherung der Schweizer Versorgungssicherheit mittels einer Energiereserve zielt vor allem auf eine höhere Energieverfügbarkeit in den Wintermonaten ab. Eine reine Reservierung oder Verschiebung von Energie innerhalb der Wintermonate trägt jedoch nicht zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei, sondern verschiebt lediglich den Zeitpunkt, vermeidet aber nicht zwingend das Eintreten einer Energiemangellage. Um wirkungsvoll einem Energiemangel zu begegnen, müsste ein «Mehr» an Energie ins System gebracht werden. Eine Strategische Reserve erhöht zu Zeiten von Mangellagen die verfügbare Energie nur dann, wenn davor mehr importiert wurde und die Speicher entsprechend weniger stark geleert wurden. Ob dieses «Mehr» an Energie jedoch bis zu einer potenziellen Mangellage bestehen bleibt, ist ungewiss. So können Massnahmen zur Gewährleistung der Netzstabilität (z.B. Redispatch wegen ungeplanter Flüsse) wiederum zu einer verstärkten Entleerung der Speicher führen. Im Abruffall ist zudem aus physikalischen Gründen ein Abfliessen zumindest eines Teils der aus der Reserve produzierten elektrischen Energie ins Ausland nicht zu verhindern. Ausserdem stellt sich rechtlich die Frage, ob allfällige Massnahmen zum Verhindern eines Abfließens mit den handelsvölkerrechtlichen Verpflichtungen der Schweiz, namentlich Art. XI GATT und dessen Pendant im Freihandelsabkommen mit der EU (Art. 13) kompatibel wären.
- Die vorgesehene operative Verantwortung für die Strategische Reserve, die Durchführung eines Monitorings und die Überwachung der Einhaltung der Vorhalteplichten (inkl. den damit einhergehenden Datenaustauschpflichten) würden zu einer erheblichen Ausweitung der Rolle und Verantwortlichkeit von Swissgrid führen. De facto würde Swissgrid zum «supplier of last resort», eine Rolle, die über den heutigen gesetzlichen Auftrag hinausginge und Swissgrid ablehnt.
- Für die Durchführung von Energieverfügbarkeitsberechnungen resp. für die frühzeitige Erkennung einer «kritischen Versorgungssituation» sind umfangreiche Daten zum gesamten Schweizer Markt erforderlich, bspw. Zufluss-, Produktions- und Füllstandsdaten der Speicherkraftwerke. Um im Ereignisfall die abzurufende Reservemenge zur Behebung einer Unterdeckung zu bestimmen, bräuchte Swissgrid u.a. verbindliche Fahrpläne mit genügend Vorlaufzeit.

g. Datenaustausch

Die Verfügbarkeit, Qualität und Transparenz von Daten wird immer wichtiger für den sicheren Netzbetrieb, insbesondere auch bei einer Marktöffnung und einem weiteren Ausbau der neuen erneuerbaren Energien. Für Swissgrid ist der diskriminierungsfreie Zugang zu den für den sicheren Netzbetrieb notwendigen Daten unabdingbar. Bei einer Zunahme von dezentral erzeugter erneuerbarer Energie werden z.B. aggregierte Informationen in Echtzeit auf Knoten- oder Unterknotenebene (z.B. topologische Daten, Anschlussort, Last- und Erzeugungsprognosen, allenfalls verfügbare „remedial actions“) zusehends wichtig.

Gemäss Art. 17 des Entwurfs der Revision StromVG stellen sich die Beteiligten rechtzeitig und unentgeltlich alle Daten und Informationen zur Verfügung, die zur Durchführung ihrer gesetzlich vorgesehenen Aufgaben und Prozesse nötig sind. Indes ist die Bestimmung aus Sicht Swissgrid falsch im StromVG verortet. Mit der Zuordnung zu Art. 17 wird die Bestimmung auf den Datenaustausch im Zusammenhang mit der Marktöffnung sowie der Nutzung von Flexibilitäten (resp. Intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen) eingeschränkt. Aus Sicht Swissgrid hat die Bestimmung jedoch alle vorgesehenen Aufgaben und Prozesse zu umfassen. Swissgrid z.B. benötigt für den sicheren Netzbetrieb eine einwandfreie Datenbasis – zumindest auf den Netzebenen 1 und 3 (sog. Observability Area, wie im Transmission Code vorgesehen). Es braucht eine gesetzliche Grundlage, um die unentgeltliche Zurverfügungstellung der für den gesetzlichen Auftrag notwendigen Daten zwischen Verteilnetzbetreibern, der nationalen Netzgesellschaft, Speicher- und Kraftwerksbetreibern sowie weiteren Beteiligten zu regeln. Wir plädieren deshalb für eine Aufnahme der Bestimmung in Art. 8 *Aufgaben der Netzbetreiber*.

h. Datahub

Gemäss Faktenblatt 1 zur Revision StromVG soll *«für eine leistungsfähige Dateninfrastruktur im Schweizer Strommarkt eine nationale Plattform, ein sogenannter Datahub, geschaffen werden. Das StromVG soll [...] Grundfunktionalitäten festlegen, die später erweiterbar sein sollen, sowie Aufgaben, Verantwortlichkeiten und die Kostentragung.»* Es stellt sich die Frage, ob anstelle von zahlreichen einzelnen IT-Lösungen für diese Aufgabe nicht eine Plattform für den Austausch aller relevanten Daten effizienter wäre (siehe Ergebnisse der BFE-Studie «Datahub Schweiz» vom 1. Oktober 2018 und «SHED Swiss Hub for Energy Data» vom 24. März 2020).

Aus Sicht Swissgrid sollte ein Datahub nicht nur die Bedürfnisse im Rahmen der Strommarktliberalisierung (Wechselprozesse) abdecken, sondern mittel- bis langfristig auch Funktionalitäten für das Übertragungsnetz aufweisen und Optimierungen in den bestehenden Prozessen (Abrechnung, Netzdaten...) unterstützen. Dazu sind Struktur und Governance eines Datahub von Anfang an so auszugestalten, dass später eine modulare Erweiterung mit verhältnismässig kurzen Umsetzungszeiten auf weitere Arten von Daten und oder Funktionen möglich ist. Zentrale Grundlage für spätere modulare Erweiterungen wäre das Abbilden des gesamten Stromnetzes mit den Elementen der Netzebene 1 bis zur Netzebene 7 im Datahub. Dies würde nicht nur eine Vereinfachung der Wechselprozesse mit sich bringen, sondern auch einen hohen Grad an Automatisierung für alle Folgeprozesse (bspw. der Abrechnung). Alle involvierten Teilnehmenden hätten sofort die aktuellsten Daten und es könnten automatisierte Abrechnungen über alle

Netzebenen bis zu den Endverbrauchern erfolgen. Mit der Abbildung des gesamten Stromnetzes könnten jederzeit zusätzliche Informationen (bspw. Daten zu Transformatoren, Ausserbetriebnahmen...) direkt dem entsprechenden Element zugeordnet werden. Langfristig könnte ein Datahub damit zu einem zentralen Element im Datenaustausch unter allen Beteiligten werden (vgl. Abschnitt 1g Datenaustausch).

2. Weitere Anliegen

a. Art. 9 StromVG Massnahmen bei Gefährdung der Stromversorgung

Das Faktenblatt 1 zur Revision StromVG schreibt:

«Mit Fokus auf die längerfristige Versorgungssituation in den Wintermonaten wird das UVEK bis zur Botschaft den bestehenden Artikel 9 überarbeiten. So soll der Bundesrat Ausschreibungen für einen verstärkten Zubau von inländischen, erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten durchführen, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten abzeichnen sollte.»

Für Swissgrid ist bislang nicht eindeutig, welche Anpassungen vorgesehen sind. Sollten Änderungen an Art. 9 von wesentlicher Tragweite sein, beantragt Swissgrid eine Vernehmlassung dieser Änderungen oder zumindest eine Anhörung der direkt Betroffenen. Die Betroffenheit von Swissgrid ist u.a. auch dadurch gegeben, dass gemäss Art. 9 Abs. 4 allfällige Mehrkosten aus Ausschreibungen von der nationalen Netzgesellschaft über einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze abgegolten werden sollen.

Bei einer Revision von Art. 9 könnten aus Sicht von Swissgrid mit Blick auf die Weiterentwicklung des Standes der Technik allenfalls die Abs. 2 und 3 um Speichertechnologien ergänzt werden.

b. Stromvernichtungsanlagen

Im Rahmen der Vernehmlassung Revision StromVG war / ist eine Ergänzung von Art 20 Abs. 2 Bst. b StromVG vorgesehen: *«Verbrauchsseitig berücksichtigt sie [die nationale Netzgesellschaft] dabei [bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen] vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.»* Hintergrund sind sogenannte «Stromvernichtungsanlagen».

Swissgrid teilt die Meinung, dass eine gezielte «Vernichtung» von Elektrizität den Zielen der Energiestrategie 2050 widerspricht. Die vorgesehene Ergänzung im StromVG würde jedoch die Erstellung einer Merit-Order-Liste nach Effizienz-Kriterien erfordern. Dies ist im Widerspruch zum unveränderten gesetzlichen Auftrag von Swissgrid, Systemdienstleistungen diskriminierungsfrei und effizient zu beschaffen. Zudem könnte dies zu weniger effizienten Systemdienstleistungsmärkten führen. Swissgrid beantragt deshalb die Streichung dieser Bestimmung im StromVG. Eine allfällige Regelung zum Verbot des Baus/Betriebs von nicht energieeffizienten

Anlagen wäre unseres Erachtens bspw. im vorliegenden Energiegesetz zu verankern (vgl. Art. 1 Zweck des EnG).

c. Vollzugsstelle, Anpassung der Governance

Gemäss den Erläuterungen (S. 21), prüft die Verwaltung eine Anpassung der Governance der Vollzugsstelle (Pronovo AG), einer 100% - Tochtergesellschaft von Swissgrid, mit Blick auf die Botschaft des Bundesrates. Genannt wird die Möglichkeit einer Auslagerung der Vollzugsstelle in eine Anstalt oder auch andere Organisationsformen. Swissgrid nimmt diese Überlegungen zur Kenntnis. Im Hinblick auf eine Abwicklung einer allfälligen Änderung der Organisationsform bitten wir das BFE um rechtzeitigen Einbezug, sollten sich entsprechende Überlegungen konkretisieren.

d. Kosten für Netzverstärkungen

Gemäss Art. 22 Abs. 3 StromVV sind die Kosten für Netzverstärkungen, die zur Einspeisung von elektrischer Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 EnG notwendig werden, Teil der Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft. Die Zuordnung von Kosten für Netzverstärkungen im Verteilnetz als Teil der Systemdienstleistungen ist nach Ansicht von Swissgrid weder sachgerecht noch transparent. Die Systemdienstleistungen umfassen die für den sicheren Betrieb der Netze notwendigen Hilfsdienste (vgl. Art. 4 StromVG). Netzverstärkungen entsprechen dem nicht. Aus Gründen der Kostentransparenz würde Swissgrid eine transparente Ausweisung dieser Kosten ggü. dem Endverbraucher auf allen Spannungsebenen begrüßen. Wir bitten das BFE daher um Prüfung, ob hierzu eine Rechtsgrundlage zu schaffen ist.

e. CO₂-Kompensation bei Wirkverlusten

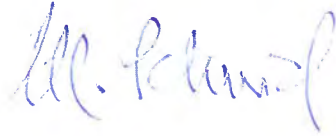
Mit der Energiestrategie 2050 trat in der Energieverordnung ein überarbeiteter Art. 3 *Entwertung* in Kraft. Aus diesem und den weiteren Bestimmungen ergibt sich, dass grundsätzlich sämtliche an Endverbraucher gelieferte Elektrizität kennzeichnungspflichtig ist. Das gleiche gilt für den Bahnstrom und für Verluste durch Speicherung. Von dieser Pflicht ausgenommen sind gemäss den Erläuterungen (November 2017, S. 4) die Netzverluste. Die Kennzeichnung dieser bleibt freiwillig. Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität (Erläuterungen zum Entwurf EnG S. 2) würde Swissgrid es begrüßen, wenn die Nachweispflicht auch auf die Netzverluste ausgedehnt würde. Dabei wäre auch die Anrechenbarkeit der Kosten für Herkunftsnachweise gemäss StromVG zu gewährleisten. Nach Einschätzung von Swissgrid bietet der bestehende Art. 15 StromVG (unter Berücksichtigung von Art. 20 StromVG und Art. 26 StromVV) bisher keine klare Rechtsgrundlage für die Anrechenbarkeit dieser Kosten.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für allfällige Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Swissgrid AG



Yves Zumwald
CEO



Michael Schmid
Head of Legal, Regulatory &
Compliance

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und Erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Jan Flückiger
Leiter Public Affairs

Swisspower AG
Schweizerhof-Passage 7
3011 Bern

Telefon +41 44 253 82 xx
jan.flueckiger@swisspower.ch
www.swisspower.ch

2. Juli 2020

Stellungnahme zur Vernehmlassung Energiegesetz (EnG)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 3. April 2020 wurde Swisspower eingeladen, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen wie folgt Stellung:

1. Allgemeine Beurteilung

Swisspower begrüsst die Zielsetzung des Bundesrates, für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 Investitionsanreize zu schaffen, die Planungssicherheit für die involvierten Akteure zu erhöhen und die Versorgungssicherheit der Schweiz zu stärken.

Allerdings ist Swisspower nach wie vor der Meinung, dass diese Ziele effizienter und marktnaher mit einem **umfassenden Lenkungssystem für alle Energieträger** zu erreichen wäre. Die Förderung einzelner Energieträger ist somit aus unserer Sicht nur die zweitbeste Lösung. Angesichts der Tatsache, dass ein Lenkungssystem derzeit nicht mehr auf der politischen Tagesordnung steht, unterstützen wir aber diesen Weg.

Zudem kritisieren wir den Umstand, dass das Energiegesetz nach wie vor fast ausschliesslich auf die Stromversorgung abzielt. Mit der zunehmenden Integration der verschiedenen Energiesysteme und -netze (Stichwort Sektorkopplung) und den gegenseitigen Substitutionsmöglichkeiten ist eine isolierte Sicht auf die Stromversorgung aus unserer Sicht nicht zielführend. Aus diesem Grund fordern wir verbindliche **Ausbauziele** für den Anteil der erneuerbaren Energien auch für die Versorgung mit **Wärme, Brenn- und Treibstoffen**.

Schliesslich sind wir der Auffassung, dass die weiteren Entscheide bei der Behandlung des **StromVG** stark von der Ausgestaltung des Energiegesetzes abhängen. Deshalb fordert Swisspower eine Verknüpfung der beiden Geschäfte.

2. Verbindliche Ausbauziele

Swisspower begrüsst das Ansinnen des Bundesrates, verbindliche Zielwerte festzuschreiben. Der Zielpfad muss sich einerseits an den überarbeiteten Energieperspektiven und andererseits am Netto-Null-CO₂-Ziel für 2050 ausrichten. Zudem sollte spezifisch die **Versorgungssicherheit im Winter** im Fokus stehen. Es braucht ein explizites Ziel für die (erneuerbare) Eigenversorgung im Winter – beispielsweise ein Eigenversorgungsgrad von 80 Prozent im Winterhalbjahr.

Zudem müssen im Energiegesetz nicht nur Ziele für die erneuerbare Stromproduktion festgelegt werden, sondern auch für den Anteil der **erneuerbaren Wärme** sowie der **erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe**. Der einseitige Fokus auf Strom lässt die zunehmende Verknüpfung der verschiedenen Sektoren (Strom, Wärme, Gas und Mobilität) sowie allfällige Substitutionseffekte ausser Acht. So führt etwa eine reine Elektrifizierungsstrategie im Wärmesektor zu einer höheren Stromnachfrage, vor allem im Winter.

Die Finanzierung der Ziele in den Sektoren Wärme, Gas und Mobilität kann über die CO₂-Abgabe (bzw. künftig über den Klimafonds) sichergestellt werden. Entsprechend konzentrieren wir uns im Folgenden auf das Marktmodell für die erneuerbare Stromproduktion sowie die Energieeffizienzmassnahmen.

Anträge:

- Überprüfung der Ausbauziele und der Verbrauchsrichtwerte gestützt auf die neuen Energieperspektiven sowie das Netto-Null-CO₂-Ziel.
- Verbindliche Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energieträger nicht nur für den Strom, sondern auch für Gas- und Wärmenetze, Brenn- und Treibstoffe.
- Eigenversorgungsgrad beim Strom im Winter (bzw. kritischen Perioden) von mindestens 80 Prozent.

3. Nachhaltiges Finanzierungsmodell für die erneuerbare Stromproduktion

Das Finanzierungsmodell sollte nicht schon im Voraus befristet werden. Das Ziel muss sein, **langfristige Planungs- und Rechtssicherheit** für die Investoren zu schaffen. Sonst können die Ziele der Energiestrategie 2050 nicht (oder nicht in effizienter Weise) erreicht werden. Der Grad der Zielerreichung ist regelmässig zu überprüfen. Der Umfang der Mittel, welche für die Förderung einzelner Technologien (inkl. Ausschreibungen) zur Verfügung steht, soll regelmässig angepasst werden – abhängig vom Grad der Zielerreichung.

Das Finanzierungsmodell muss zudem möglichst **marktnah und technologieneutral** ausgestaltet sein. Auktionen um gleitende Marktprämien sind dafür bei genügend hohem Projektaufkommen grundsätzlich besser geeignet als administrierte, einmalige Investitionsbeiträge. Für Kleinanlagen können solche Investitionsbeiträge hingegen sinnvoll sein. In jedem Fall ist beim Mitteleinsatz auf eine ausgeglichene regionale Versorgung, insbesondere auch im dichten urbanen Raum, sowie verträgliche Einbettung, Flächenausnutzungsgrad, Qualität und Sicherheit zu achten.

Es braucht deshalb z.B. eine **Unterscheidung zwischen Gross- und Kleinanlagen** für alle Technologien. Zudem braucht es auch eine Unterscheidung zwischen Anlagen **mit und ohne Eigenverbrauch**. Direktverbrauch vor Ort ist zunehmend erwünscht (Wärmepumpen, Elektromobilität), insbesondere im dichten Siedlungsraum. Ohne diese Unterscheidung ergibt sich eine Marktverzerrung zugunsten der Anlagen mit beschränkender Optimierung auf Eigenverbrauch.

Das Finanzierungsmodell soll zudem **im Einklang mit den EU-Richtlinien** stehen, damit keine zusätzlichen Hindernisse für ein künftiges Stromabkommen mit der EU errichtet werden. Auch vor diesem Hintergrund sind Auktionen mit gleitenden Marktprämien das zu präferierende Modell.

Anträge:

- Keine Befristung des Finanzierungsmodells. Höhe der Finanzierung muss sich am Grad der Zielerreichung ausrichten.
- Unterscheidung bei der Finanzierung von Gross- und Kleinanlagen.
- Unterscheidungsmöglichkeit bei der Finanzierung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch.
- Für Grossanlagen gibt es neu auch Ausschreibungen von gleitenden Marktprämien. Für Kleinanlagen gibt es weiterhin Investitionsbeiträge.
- Das Finanzierungsmodell muss kompatibel mit den EU-Richtlinien sein.

4. Ausschreibungen mit gleitenden Marktpremien für Grossanlagen

Swisspower begrüsst den Vorschlag des Bundesrates, für den Bau von grossen Photovoltaik-Anlagen Auktionen vorzusehen. Allerdings sollte eine **gleitende Marktpremie** über eine bestimmte Laufzeit und nicht ein Investitionsbeitrag der Gegenstand der Ausschreibung sein.

Zudem sollten Auktionen **für sämtliche Technologien** möglich sein, nicht nur für die Photovoltaik. Auktionsvolumen, Mindestgrösse der Anlage, Laufzeiten sowie weitere Modalitäten (inkl. bevorzugte Behandlung von Winterstrom, bestmögliche Flächennutzung, etc.) sollen im Rahmen der Ausschreibungen technologiespezifisch festgelegt werden können.

Sofern für einzelne Technologien sinnvoll sollen auch Auktionen für **Investitionsbeiträge möglich** sein. Dies könnte beispielsweise für Grosswasserkraftwerke (inkl. Erneuerungen) mit ihren sehr langen Investitionszyklen der Fall sein (siehe Kapitel 8).

Die Auktionen sollten unterscheiden zwischen Anlagen **mit und ohne Eigenverbrauch**. Sonst sind Anlagen ohne Eigenverbrauch meist benachteiligt. Dies hat zur Folge, dass geeignete Standorte ohne (genügend) Eigenverbrauch nicht (ihrem Potenzial entsprechend) für die Produktion von erneuerbarem Strom genutzt werden.

Eine gleitende Marktpremie hat **folgende Vorteile** gegenüber Investitionsbeiträgen:

- Grossinvestoren haben nicht einen Mangel an Kapital. Der Grund, warum sie derzeit nicht in der Schweiz investieren ist, dass es, anders als im europäischen Ausland keine genügende Absicherung der Marktpreisrisiken gibt.
- Gleitende Marktpremien fliessen nur dann, wenn der Referenzmarktpreis unter den Zuschlagskosten der Auktion liegen. Der Mitteleinsatz ist effizienter.
- Die gleitende Marktpremie wird nur bei einer effektiv eingespeisten Kilowattstunde fällig und basiert nicht auf einer theoretisch erwarteten Produktion.
- Somit sind auch gezielte (höhere) Vergütungen für im Winter produzierten Strom möglich; und zwar nicht aufgrund von Prognosen, sondern anhand von effektiven Liefermengen.
- Gleitende Marktpremien stehen im Einklang mit EU-Richtlinien¹.

¹ EU-Richtlinie 2018/2001 (beschlossen am 11.12.2018) ab 1.7.2021 umzusetzen: «Direkte Preisstützungssysteme sind als Marktpremienmodelle mit Ausschreibungen auszugestalten. Ausnahmen sind nur für Klein- und Demoanlagen möglich»

Anträge:

- Ausschreibungen sind für grosse Anlagen sämtlicher Technologien möglich.
- Das Finanzierungsmodell für Grossanlagen ist grundsätzlich die gleitende Marktpremie.
- Auktionsvolumen, Mindestgrössen, Laufzeiten, Winterstromanteil sowie weitere Parameter werden technologiespezifisch im Rahmen der Ausschreibung definiert.
- Investitionsbeiträge für grosse und gruppierte Anlagen sind möglich, sofern dies für einzelne Technologien, beispielweise aufgrund sehr langer Laufzeiten, sinnvoll ist.

5. Investitionsbeiträge für Kleinanlagen / Biomasse / WKK

Investitionsbeiträge für Kleinanlagen haben sich bewährt und sollen gemäss Vorschlag des Bundesrates bestehen bleiben. Allerdings sollte auch hier zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch unterschieden werden können. Und es sollte möglich sein, Anlagen, die mehr Strom im Winter produzieren, höhere Beiträge zukommen zu lassen.

Art. 27 sieht explizit Investitionsbeiträge für **Biomasseanlagen** vor, die Strom einspeisen. Für Biomasseanlagen, welche erneuerbares Gas einspeisen, sieht das EnG hingegen keine Mittel vor. Die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz und dessen Verwendung im Winter in WKK-Anlagen weist eine höhere Energieeffizienz und auf und leistet einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Diese einseitige Bevorzugung stellt eine Benachteiligung der Produktion erneuerbarer Gase dar. Es braucht für beide Anwendungen gleich lange Spiesse.

Anträge:

- Unterscheidungsmöglichkeit zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch.
- Die Höhe der Investitionsbeiträge kann an Bedingungen bezüglich des Anteils von Winterstromproduktion geknüpft sein.
- Die Verstromung von Biogas darf gegenüber dessen Einspeisung ins Gasnetz nicht bevorteilt werden.

Mögliche Umsetzung:

Art. 27 Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen

¹ Alle Biomasseanlagen, die bisher an der Einspeisevergütung teilnehmen konnten, erhalten neu einen Investitionsbeitrag. Er beträgt höchstens 60 der gesamten Investitionskosten.

(neu) ² Die Stromproduktionseinheit muss nicht am Standort der Anlage zur Produktion der erneuerbaren Gase befinden. Sie muss in diesem Fall über das Gasnetz mit der Anlage verbunden sein.

⁴ ~~Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:~~

- ~~a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);~~
- ~~b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen;~~
- ~~c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.~~

(neu) Art. 27c Investitionsbeiträge für WKK-Anlagen

¹ Alle WKK-Anlagen, welche im Winter betrieben werden, erhalten einen Investitionsbeitrag.

² Dieser beträgt max. 60% bei 100% Anteil erneuerbare Energie als Treibstoff.

6. Zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle

Die richtige Höhe der Investitionsbeiträge hängt auch von der Höhe der Abnahmevergütung ab. Diese sind derzeit regional unterschiedlich, was eine einheitliche schweizweite Projektgestaltung erschwert.

Deshalb soll eine zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle geschaffen werden. Der Bundesrat legt eine **schweizweit einheitliche Abnahmevergütung** fest, der sich an der mehrjährigen Strompreisentwicklung für Endkunden der Grundversorgung ausrichtet. Wir unterstützen hier vollumfänglich die Forderung des Branchenverbands VSE.

Dabei bleibt es möglich, dass Energieversorgungsunternehmen ihren Kunden freiwillig ein gleiches oder gar besseres Angebot machen, diesen also den Strom direkt abkaufen.

Antrag:

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität

¹ (neu) Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil

befeuerten Wärme-Kraft- Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

2 (neu) Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

3 **(neu)** Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis sowie nach produktionsspezifischen Kriterien (Verfügbarkeit, Leistung (Art. 23)).

4 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.

5 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.

6 Bei Photovoltaikanlagen erfolgt die Abnahme der Energie entschädigungslos, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt einen bestimmten Anteil der installierten Pannelleistung überschreitet. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

7. Projektierungsbeiträge

Swisspower begrüsst die Einführung von Projektierungsbeiträgen. Allerdings sollten diese bei der **Windkraft nicht nur die Kosten der Windmessung** abdecken, sondern auch die Planungskosten. Planungsintensive Technologien wie Wind- und Wasserkraft dürfen durch Ausschreibungen nicht benachteiligt werden. Planungsintensive Vorleistungen sind ausserhalb der Auktion zu finanzieren. Für Windkraftanlagen sollten die gleichen Regelungen gelten betreffend die Projektierungskosten, wie bei Wasserkraftwerken und Geothermieranlagen.

Zudem sollte die Möglichkeit für Projektierungsbeiträge auch für innovative Projekte im Bereich der Sektorkopplung geschaffen werden – beispielsweise für einheimische Power-to-Gas-Anlagen.

Antrag:

- Die Projektierungsbeiträge für Windkraftprojekte sollen die gesamten Vorleistungen im Planungsprozess abdecken, nicht nur die Windmessung.
- Innovative Projekte, welche die Sektorkopplung vorantreiben, sollen ebenfalls von Projektierungsbeiträgen profitieren können.

8. Grosswasserkraft

Die Grosswasserkraft bildet nach wie vor das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung. Deshalb ist Swisspower der Meinung, dass zwingend ein **flexibler Wasserzins** eingeführt werden muss, der sich an den Marktpreisen richtet (siehe die Stellungnahme von Swisspower zur Revision des Wasserrechtsgesetzes vom 5.9.2017).

Weiter ist Swisspower der Auffassung, dass auch die **Erneuerung von bestehenden Grosswasserkraftwerken** gefördert werden muss. Dies kann entweder über eine gleitende Marktpremie oder (wegen den langen Laufzeiten) mit Investitionsbeiträgen geschehen. Ansonsten besteht das akute Risiko, dass erforderliche Ersatzinvestitionen nicht getätigt werden. Zwischen 2020 und 2050 stehen Konzessionserneuerungen im Umfang von rund 25 TWh an, im Rahmen derer in der Regel auch substanzielle Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden sowie umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen. Mit einem Wegfall der Finanzierungshilfen für Erneuerungen besteht das Risiko, dass nur noch absolut notwendige Investitionen getätigt werden.

Antrag:

- Schaffung der erforderlichen Planungs- und Investitionssicherheit für die Grosswasserkraft mit ihrem langen Betriebshorizont von 60 und mehr Jahren.
- Finanzierungshilfen auch für Erneuerungen von bestehenden Grosswasserkraftwerken. Dazu sind sowohl gleitende Marktpremien wie auch Investitionsbeiträge denkbar.

9. Speicher / Sektorkopplung

Damit die Ziele der Energiestrategie und der Klimapolitik erreicht werden können, braucht es Anstrengungen nicht nur im Stromsektor, sondern auch in den Sektoren Wärme, Gas und Mobilität. Die **Sektorkopplung** wird dabei eine Schlüsselrolle spielen. Neue Speichertechnologien, wie etwa Power-to-Gas-Anlagen, können einen Beitrag dazu leisten, überschüssigen, erneuerbaren Strom im Sommer langfristig speicherbar zu machen und dabei mithelfen, auch die Wärmeversorgung und die Mobilität erneuerbarer zu machen.

Eine reine Elektrifizierungsstrategie ist aus Sicht von Swisspower nicht zielführend, weil damit die Stromnachfrage im Winter noch stärker zunimmt und die saisonalen Ungleichgewichte zwischen Verbrauch und Produktion von erneuerbaren Energien weiter verstärkt werden.

Aus diesem Grund muss das Energiegesetz auch die Bedeutung der Sektorkopplung und verschiedener **Speichertechnologien** berücksichtigen. Konkret heisst das beispielsweise, dass auch innovative Speicherprojekte, welche zur Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems beitragen und/oder die Stromnachfrage im Winter verringern helfen, Investitionsbeiträge beantragen können.

Weiter gilt es, die bestehende Ungleichbehandlung verschiedener Speichertechnologien bei den Netzentgelten zu beseitigen (siehe auch Kapitel 11. Eckpunkte StromVG).

Anträge:

- Berücksichtigung von sektorübergreifenden Speichertechnologien, welche zur Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems beitragen, bei den Investitionsbeiträgen und den Projektierungsbeiträgen (siehe Kapitel 7).
- Keine Diskriminierung verschiedener Speichertechnologien im StromVG (siehe auch Kapitel 11).

10. Internationales Biogas-Register

Im erläuternden Bericht wird erwähnt, dass derzeit Bestrebungen laufen, ein Herkunftsnachweissystem künftig auch für erneuerbare Brenn- und Treibstoffe zu implementieren. Ein solches System ist aus Sicht von Swisspower **zwingend und dringend** nötig und eine Voraussetzung dafür, dass erneuerbare Brenn- und Treibstoffe in grösseren Mengen importiert und von der CO₂-Abgabe befreit werden können.

Swisspower unterstützt deshalb die Schaffung einer solchen Stelle und stellt gleichzeitig in Frage, ob eine Erweiterung von Pronovo dafür der richtige Ansatz ist. Aus unserer Sicht sollte eine neue, unabhängige Stelle geschaffen werden, die von Fachpersonen mit dem entsprechenden Knowhow in der Gaswirtschaft geführt und beaufsichtigt wird.

Antrag:

Art. 9 Herkunftsnachweis, Elektrizitätsbuchhaltung und Kennzeichnung:

4a (neu) Erneuerbares Gas kann mit Herkunftsnachweisen erfasst werden. Absatz 1 und 2 gelten sinngemäss. Mit Herkunftsnachweisen erfasstes erneuerbares Gas ist von der CO₂-Abgabe ausgenommen.

11. Abhängigkeiten zwischen EnG und StromVG

Aus Sicht von Swisspower ist das Energiegesetz (EnG) stark mit dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) gekoppelt. Die Frage der vollständigen Strommarktöffnung kann nicht unabhängig vom konkreten Inhalt des Energiegesetzes beurteilt werden.

Deshalb fordert Swisspower eine politische **Verknüpfung von EnG und StromVG**. Die Ablehnung der einen Vorlage (beispielsweise in einem Referendum) bei gleichzeitiger Annahme (oder Verwässerung) der anderen, ist zu verhindern.

Aus diesem Grund erlauben wir uns, an dieser Stelle noch einmal ein paar unserer zentralen Aussagen im Zusammenhang mit dem StromVG zu bekräftigen:

- Eine vollständige Strommarktöffnung wird den Druck auf die Energieversorger weiter erhöhen und **finanzielle Spielräume weiter verknappen**. Heute ist rund die Hälfte des Stromabsatzes unabhängig vom Marktpreis kostengedeckt. Das wird bei einer vollständigen Marktöffnung nicht mehr der Fall sein.
- Umso wichtiger ist es, eine allfälligen Marktöffnung mit einem **nachhaltigen Finanzierungsmodell** für die erneuerbare Stromproduktion zu verknüpfen (siehe auch Kapitel 3).
- Bei einer vollständigen Marktöffnung braucht es aus unserer Sicht **keine umfassende Tarifregulierung** in der Grundversorgung mehr. Der Kunde hat dann jederzeit die Möglichkeit, in den Markt zu wechseln. Eine reine Preismissbrauchsaufsicht durch den Preisüberwacher ist deshalb genügend.
- Auch **Qualitätsvorgaben für die Grundversorgung** sind bei einer Marktöffnung fehl am Platz. Falls der Bundesrat jedoch an diesem Konzept festhält, begrüsst Swisspower die Vorgabe der 100%ig erneuerbaren, inländischen Grundversorgung.
- Für die **Rücklieferung** von dezentral produziertem erneuerbarem Strom aus Kleinanlagen braucht es eine zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle mit einer schweizweit einheitlichen Abnahmevergütung (siehe auch Kapitel 6).
- Die **Netztarifizierung** soll sich vermehrt an der Leistung richten. Mittelfristig muss eine dynamische und engpassorientierte Netztarifizierung das Ziel sein.
- Die generelle **Qualifizierung von Speichern als Endverbraucher** ist falsch. Speicher verbrauchen Energie nicht, sondern verschieben lediglich den Verbrauch in zeitlicher Hinsicht. Speicher – insbesondere saisonale Speicher – können einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten.
- Sämtliche Speicher sind deshalb (abzüglich der Verluste) zwingend **vom Netznutzungsentgelt zu befreien**. Eine einseitige bevorzugte Behandlung von Pumpspeichern ist nicht gerechtfertigt und diskriminierend.

- Auf die **Liberalisierung des Messwesens** ist zu verzichten. Erfahrungen im Ausland zeigen, dass der Aufwand den volkswirtschaftlichen Nutzen hier bei weitem übersteigt. Zudem ist schwer nachvollziehbar, dass die Netzbetreiber aktuell gesetzlich verpflichtet sind, in den Smart Meter Rollout zu investieren, diesen dann aber nicht amortisieren können.
- Swisspower begrüsst die Schaffung einer einfach zugänglichen und unbürokratischen **«Regulatory Sandbox»** und wünscht sich, dass auch innovative Projekte im Bereich der Sektorkopplung davon profitieren können.
- Swisspower begrüsst grundsätzlich die Schaffung eines **möglichst schlanken zentralen Datenhubs** und wünscht sich, dass die Branche bei dessen Ausgestaltung frühzeitig miteinbezogen wird. Die Qualitätsvorgaben, Standards und Schnittstellen eines solchen Datenhubs sollten möglichst bald definiert werden, damit Rechts- und Planungssicherheit geschaffen wird – vor allem auch im Hinblick auf den bereits laufenden Smart Meter Rollout.

Wir bedanken uns abschliessend nochmal für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Swisspower AG

A handwritten signature in black ink, appearing to read "R. Kaufmann".

Ronny Kaufmann
CEO

A handwritten signature in black ink, appearing to read "J. Flückiger".

Jan Flückiger
Leiter Public Affairs

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Elektronisch an: EnG@bfe.admin.ch

7. Juli 2020

Michael Böckli, Direktwahl +41 71 424 00 12, michael.boeckli@tgb.swiss

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Technischen Gemeindebetriebe (TGB) danken Ihnen für die Möglichkeit, zu den im Rahmen der Revision des Energiegesetzes vorgeschlagenen Änderungen und Neuerungen Stellung nehmen zu können. **Wir nehmen diese Gelegenheit gern wahr und unterstützen die gemeinsame Stellungnahme unseres Verbandes VSE vollumfänglich.**

Die wichtigsten Forderungen des VSE in Kürze

Versorgungssicherheit:

- Für eine langfristig hohe Versorgungssicherheit beim Strom ist eine angemessene heimische Produktion zentral.
- Es braucht ausserhalb der Grosshandelsmärkte zusätzliche Anreize für den langfristigen Bestandserhalt und die Errichtung von Neuanlagen im Inland. Die Weiterführung von Fördermassnahmen ist dafür der pragmatische Weg. Anreize müssen auf den Beitrag zur Winterproduktion fokussiert werden.
- Die Förderinstrumente im Energiegesetz müssen auf das Erreichen der Ziele und Richtwerte ausgerichtet sein. Die Instrumente im Energie- und im Stromversorgungsgesetz und ihre Zielsetzung müssen sich ergänzen.
- Es ist Aufgabe des Bundes, quantitative Kriterien und Richtwerte für die Versorgungssicherheit zu definieren. Dazu ist eine Gesamtsicht und -strategie über Ziele und Massnahmen zu präsentieren.
- Nebst der Förderung der erneuerbaren Energien müssen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zahlreiche weitere Massnahmen getroffen werden.

Förderung erneuerbarer Energien:

- Die Umwandlung der Richtwerte in verbindliche Zielwerte und die Ausrichtung des Förderdispositivs auf 2035 werden begrüsst.
- Die Einführung von Ausschreibungen wird begrüsst, da es sich um ein wettbewerbliches Instrument handelt. Das Instrument der Ausschreibung sollte nicht im Voraus auf grosse Photovoltaikanlagen

beschränkt werden, sondern auch bei der Wasserkraft und grösseren Anlagen weiterer Technologien wie Windenergie oder Biomasse Anwendung finden.

- Die Ausschreibungen können sich grundsätzlich sowohl auf Kapazität als auch auf Einspeisung beziehen. Es sind verschiedene Ausgestaltungsvarianten zu prüfen. Ihre Wirksamkeit für die Investitionstätigkeit und ihre Auswirkungen auf die Endverbraucher sind aufzuzeigen.
- Die Ausschreibungen sollen dem zeitlichen Anfall der Produktion (v.a. im Winter) und der Regelbarkeit der Anlagen Rechnung tragen.
- Die Unterscheidung zwischen Gross- und Kleinanlagen ist beizubehalten. Für kleine Anlagen ist an der Einmalvergütung (ohne Ausschreibung) festzuhalten. Über den Zusammenschluss mehrerer kleiner Anlagen (Anlagegruppen) sollen diese an den Ausschreibungen teilnehmen können.
- Die Abnahme- und Vergütungspflicht ist auf eine unabhängige zentrale Stelle zu übertragen. Der Vergütungssatz soll schweizweit einheitlich sein und sich nach dem Marktpreis richten.
- Eine stärkere Investitionstätigkeit in der Schweiz erfordert ein verlässliches und absehbares Vorgehen zur Abwägung zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen und bedarf entsprechender Lösungsansätze und Verfahrensstandards.

Übergangsregelung:

- Der Übergang vom geltenden zum neuen Rahmen ist zu regeln. Die geltenden Regelungen wie die Priorisierung der erneuerbaren Energien inkl. Grosswasserkraft in der Grundversorgung, die Marktpremie und die Einspeisevergütung sind bis zur mindestens gleichwertigen Ablösung durch die Revision des Energiegesetzes beziehungsweise bis zur vollständigen Strommarktöffnung weiterzuführen.

1 Einleitende Bemerkungen zur Versorgungssicherheit

Fortführung der Fördermassnahmen für eine angemessene Inlandproduktion

Ein wesentliches Element einer hohen Versorgungssicherheit beim Strom in allen Jahreszeiten ist die Sicherstellung einer angemessenen heimischen Produktion. Ein mit der heutigen Situation vergleichbarer Grad an Eigenproduktion (Gross- und Kleinanlagen) dient als Absicherung gegen das zukünftige Risiko unzureichender Importmöglichkeiten. Der VSE hat die Gründe hierfür in seiner Stellungnahme zur Revision des StromVG¹ ausführlich dargelegt. Der VSE begrüsst daher die Absicht des Bundesrats, langfristige Planungssicherheit und Investitionsanreize für den Ausbau der erneuerbaren inländischen Stromproduktion sicherzustellen.

Der grenzüberschreitende Grosshandelsmarkt vermag die notwendigen Investitionsanreize nicht zu setzen. Es braucht daher Rahmenbedingungen, die zusätzliche Anreize bieten für den langfristigen Bestandserhalt und die Errichtung von Neuanlagen im Inland – unter Einhaltung der Ziele der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik. Dazu bevorzugt der VSE grundsätzlich nach wie vor ein Lenkungssystem. Aus realpolitischen

¹ Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019;
<https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

Gründen erachtet der VSE die Weiterführung von Fördermassnahmen indes als pragmatischen Weg und begrüsst, dass der Bundesrat diesen beschreiten will.

Die Schweiz weist seit jeher in der kalten Jahreszeit ein strukturelles Defizit auf. Dieses wird durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die Elektrifizierung, welche im Rahmen der Dekarbonisierung eine zentrale Rolle spielen wird (Wärmepumpen und Elektromobilität), weiter akzentuiert. Die Anreize müssen daher auf den Beitrag zur Winterproduktion fokussiert werden. Der Winterbeitrag soll entsprechend als Kriterium für die Ausrichtung von Förderbeiträgen dienen. Diese können beispielsweise aufgrund der saisonalen Einspeiseprofile abgestuft werden. Ergänzend könnte auch erwogen werden, die jahreszeitliche Verfügbarkeit als Kriterium heranzuziehen, wenn es gilt, gewisse Anlagen zu priorisieren und ihnen ein nationales Interesse zuzumessen. Die Anreize sind dabei darauf auszulegen, dass die definierten Ziele erreicht werden können.

Energie- und Stromversorgungsgesetz sollen sich ergänzen

Der Bundesrat beabsichtigt gemäss seinen Entscheiden vom 3. April 2020, nebst der bereits angekündigten Speicherreserve ein zusätzliches Instrument auf Stufe StromVG einzuführen, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Demnach sollen durch eine Änderung von Art. 9 StromVG zusätzliche Ausschreibungen für einen verstärkten Zubau von inländischen erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten durchgeführt werden können, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten abzeichnen sollte. Um dazu eine abschliessende Beurteilung vornehmen zu können, bedarf es einer detaillierteren Präsentation des Instruments und seiner Ziele im Rahmen der Botschaft. Grundsätzlich begrüsst der VSE die beabsichtigte Massnahme und ihren Fokus auf erneuerbare Energien. Gleichwohl sollte bedacht werden, dass die zentrale und dezentrale gasbasierte Stromproduktion (GUD, BHKW bzw. WKK) subsidiär eine Option hinsichtlich der Versorgungssicherheit sein kann. Wichtig ist für den VSE, dass sich die Zielsetzung der Instrumente im Energie- und im Stromversorgungsgesetz ergänzen. Überschneidungen und Wechselwirkungen sind zu vermeiden: Während die Fördermassnahmen im Energiegesetz auf das Erreichen der gesteckten Ziele zum langfristigen Bestandserhalt und Zubau ausgerichtet werden müssen, ist die Massnahme im StromVG als Sicherheitsnetz für die Versorgungssicherheit zu konzipieren. Notlösungen aufgrund von Art. 9 StromVG sollen daher nur dann zum Tragen kommen, wenn alle anderen Optionen ausgeschöpft wurden. Der ohnehin notwendige Kapazitätszubau ist entsprechend durch das Energiegesetz zu steuern und soll nicht auf andere Finanzierungskanäle verschoben werden. Eine parallele Beratung der Revisionen von Energie- und Stromversorgungsgesetz würde dazu beitragen, dies sicherzustellen.

Gesamtstrategie und Definition von Kriterien und Richtwerten

Es ist nun Aufgabe des Bundes, entsprechende quantitative Kriterien und Richtwerte für die Versorgungssicherheit zu definieren. Mit den Vorschlägen des Bundesrates zum Energiegesetz (Fördermassnahmen und Zielwerte erneuerbare Energien) und zum Stromversorgungsgesetz (Speicherreserve und Ausschreibungen Art. 9) stehen nun verschiedene Elemente im Raum. Allerdings fehlt eine Gesamtsicht und -strategie. Der VSE erwartet deshalb vom Bundesrat, dass er in seiner Botschaft die Zusammenhänge darstellt und seine Ziele und Vorstellungen präsentiert. Dabei sind die Risiken und Kosten, welche Bevölkerung und Wirtschaft zu tragen haben, zu berücksichtigen und aufzuzeigen.

Der VSE empfiehlt die Ziele so zu setzen, dass die Schweiz zu jedem Zeitpunkt im Jahr mindestens eine Selbstversorgungsfähigkeit von 14 Tagen aufweist. Besondere Aufmerksamkeit verdient bis auf Weiteres

das Ende des Winters, wenn die Füllstände der Speicherseen systembedingt tief sind und gleichzeitig das Risiko einer kalten Dunkelflaute besteht. Auch sollte sichergestellt werden, dass der Anteil an Eigenversorgung (d. h. der Anteil der inländischen Nettoerzeugung am Landesverbrauch) im Winterhalbjahr im Durchschnitt fünf aufeinander folgender Jahre nicht unter 80% fällt². Auch die ElCom empfiehlt, dass «ein substantieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird»³. Die Eigenproduktion sollte gemäss der ElCom «so dimensioniert werden, dass der Winter-Import unterhalb der 10 TWh-Schwelle gehalten werden kann»⁴. Dies entspricht in etwa dem vom VSE vorgeschlagenen durchschnittlichen Eigenversorgungsanteil von 80%. Dazu fordert die ElCom entsprechende «Anreize für den Erhalt einer angemessenen inländischen (Winter-)Produktion»⁵ und «hält geeignete Massnahmen für den Zubau von fünf bis zehn TWh inländischer Winterproduktion für unerlässlich»⁶.

Förderung allein reicht nicht

Schliesslich weist der VSE darauf hin, dass eine Förderung erneuerbarer Energien allein nicht ausreicht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dazu müssen zahlreiche weitere Massnahmen getroffen werden, insbesondere zur Sicherstellung der Netzsicherheit sowie der Import- und Exportmöglichkeiten, zum Einbezug der Endverbraucher ins Energiesystem und zur Ermöglichung von sektorenübergreifenden Lösungsansätzen:

- Versorgungssicherheit bedingt auch Netzsicherheit. Diese setzt eine netztechnische Integration der erneuerbaren Energien ins Gesamtsystem voraus. Dazu ist ein zeitgerechter Um- und Ausbau des Stromnetzes notwendig. Der Ausbaubedarf des Netzes kann durch die Möglichkeit für ein Einspeise- bzw. Lastmanagement («Peak Shaving») deutlich reduziert werden. Eine entsprechende Massnahme muss den Ausbau der dezentralen Einspeisung begleiten.
- Die Aufrechterhaltung des systemrelevanten Austauschs mit den Nachbarländern spielt eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit. Eine technisch und kommerziell möglichst uneingeschränkte Einbettung in das europäische Umfeld setzt ein abzuschliessendes Stromabkommen voraus. Vertiefte Untersuchungen des Bundes über die Auswirkungen eines fehlenden Stromabkommens sind noch ausstehend.
- Auch ein Einbezug der Endverbraucher trägt zur Versorgungssicherheit bei. Diese verfügen über ein Flexibilitätspotenzial, das ihnen die Möglichkeit gibt, ihren Strombedarf zeitlich zu steuern. Sie können durch eine Anpassung an die Angebotssituation einen aktiven Beitrag an das Energiesystem leisten. Auch Energieeffizienz- und Energiesparmassnahmen unterstützen die Versorgungssicherheit, indem der Nachfrageanstieg reduziert wird.
- Speicher spielen für das Austarieren des Energiesystems eine zunehmend wichtige Rolle. Nebst der Wasserkraft werden künftig auch weitere Speichertechnologien zum Einsatz kommen. Die geltenden regulatorischen Bedingungen bauen für die Nutzung neuer Speichersysteme hohe Hürden auf. Alle Systeme sollen daher gleich behandelt werden, sofern sie die gleichen Voraussetzungen erfüllen.
- Schliesslich kann die Sektorkopplung einen Beitrag an die Versorgungssicherheit leisten, indem Synthetik- oder Biogas gezielt zur Energiespeicherung, zur Winterproduktion und zur Abfederung von

² Diese VSE-Zielwerte sind keine exakt hergeleiteten energiewirtschaftlichen Grössen, sondern vielmehr vom VSE präferierte und aus der Vergangenheit abgeleitete Zielwerte, um sich gegen das Risiko abnehmender Exportfähigkeit der umliegenden Länder abzusichern.

³ Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018, Bericht der ElCom, 2018; Seite 60; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2018/Stromversorgungssicherheit%20der%20Schweiz%202018.pdf>

⁴ Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion, Grundlagenpapier der ElCom, 2020; Seite 9; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/grundlagenpapierwinterproduktion.pdf>

⁵ Tätigkeitsbericht der ElCom 2019; Seite 64; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/taetigkeitsbericht2019.pdf>

⁶ Medienmitteilung der ElCom vom 4. Juni 2020; <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-79322.html>

Lastspitzen eingesetzt werden kann. Die Vorschläge des Bundesrates zu den verschiedenen Gesetzgebungsvorhaben bewegen sich weiterhin innerhalb der jeweiligen Systemgrenzen. Künftig müssen jedoch auch vermehrt sektorübergreifende Ansätze zum Tragen kommen, indem im Einklang mit den Klimazielen der Beitrag von erneuerbarer Wärme, erneuerbaren Gasen und Biomasseanlagen zur Energieversorgung berücksichtigt wird.

2 Bemerkungen zur Förderung erneuerbarer Energien

Erhöhung der Planungssicherheit durch verbindliche und langfristige Ziele und Massnahmen

Der VSE begrüsst die Umwandlung der Richtwerte in verbindliche Zielwerte auf Gesetzesstufe. Sie erhöhen die Planungssicherheit und ermöglichen die zielgerichtete Steuerung des Ausbaus heimischer Produktion. Die Ausrichtung des Zielpfades für alle Technologien auf den Horizont 2035 erachtet der VSE als sachlogisch und richtig. Es ist somit grundsätzlich sinnvoll, auch das Förderdispositiv auf diesen Zeithorizont gesetzlich zu verankern und durch die Festlegung von Ausbauzielen bis 2050 eine längerfristige Perspektive aufzuzeigen.

Der Bundesrat weist in seinen Erläuterungen darauf hin, dass die laufenden Arbeiten an den Energieperspektiven gegenüber den Berechnungen aus dem Jahr 2013 auf einen deutlich höheren Strombedarf im Jahr 2050 hindeuten und folgedessen das Produktionsziel im Energiegesetz in der Grössenordnung 50% höher ausfallen müsste⁷. Die Definition der Ziele und Massnahmen müsste entsprechend in diesem Licht überprüft werden.

Ausschreibungen für alle Technologien für eine kosteneffiziente Förderung

Der VSE begrüsst die Einführung von Ausschreibungen, da es sich um ein wettbewerbliches Instrument handelt. Erfahrungen aus dem Ausland illustrieren den Nutzen von Ausschreibungen bei der Ermittlung der Förderbeiträge. Mittels Ausschreibungen können die Förderbeiträge pro Kilowattstunde reduziert werden, so dass mit den begrenzten Fördermitteln mehr erneuerbare Energien ausgebaut werden können. Darüber hinaus haben Ausschreibungen den Vorteil, dass sie einfacher zu handhaben sind als administrierte Förderbeiträge, deren Höhe anhand der individuellen Kosten- und Ertragssituation berechnet wird. Das Instrument der Ausschreibung sollte daher nicht im Voraus auf grosse Photovoltaikanlagen beschränkt werden. Sofern ausreichend Projekte vorhanden sind, sollten Ausschreibungen bei der Wasserkraft und grösseren Anlagen weiterer Technologien wie Windenergie oder Biomasse ebenfalls Anwendung finden.

Im Detail zeigen sich verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten: Sie können sich grundsätzlich auf Kapazität oder auf Einspeisung beziehen. In Diskussion stehen dazu Ausschreibungen von Investitionsbeiträgen oder gleitenden Marktprämien. Beide Modelle haben ihre Vorteile. Die denkbaren Ausgestaltungsvarianten sind durch den Bundesrat zu prüfen. Ihre Wirksamkeit für die Investitionstätigkeit und ihre Auswirkungen auf die Endverbraucher sind aufzuzeigen.

⁷ Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage; Seite 12

Die Winterversorgung stellt für die Schweiz wie bereits erwähnt eine Herausforderung dar. Umso wichtiger ist die Produktion der erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr. Die Ausschreibung soll deshalb auf den Beitrag zur Winterproduktion und die Regelbarkeit der Anlagen fokussieren. Produktion im Winter ist deutlich höher zu bewerten und zu vergüten als ein Beitrag im Sommer.

Unterscheidung zwischen Gross- und Kleinanlagen

Auch weiterhin ist zwischen Gross- und Kleinanlagen zu unterscheiden. Für kleine Anlagen ist an der Einmalvergütung (ohne Ausschreibung) festzuhalten, da es sich dabei um ein für kleine Produzenten etabliertes, eingespieltes und in der administrativen Abwicklung effizientes System handelt. Die Einmalvergütung sollte so ausgestaltet werden, dass die Dachflächen bei Photovoltaik maximal ausgenutzt werden. Zudem sollte bei allen Technologien geprüft werden, ob vermehrt Anreize für die Winterproduktion gesetzt werden können. Gleichzeitig ist die Möglichkeit zu schaffen, mehrere kleine Anlagen zusammen zu vermarkten (Anlagegruppen), so dass diese gemeinsam in die Kategorie der grossen Anlagen fallen und am Ausschreibungsverfahren teilnehmen können.

Die Schwelle zwischen Gross- und Kleinanlagen soll statt auf Gesetzes- erst auf Verordnungsstufe definiert werden. Dies schafft mehr Flexibilität und gibt dem Bundesrat die Möglichkeit, die Aufteilung besser auszustarieren. In diesem Sinn plädiert der VSE generell dafür, auf Gesetzesstufe möglichst nur Grundsätze, Eckwerte und Methoden festzulegen und Details auf Verordnungsstufe zu regeln. Dies vereinfacht notwendige Anpassungen nach regelmässiger Überprüfung, wobei die Rechts- und Planungssicherheit aufrechterhalten werden muss.

Bestandserhalt ist für die Zielerreichung unabdingbar

Nicht nur Neuinvestitionen in die Stromproduktion tragen zu den Zielen der Energiestrategie 2050 bei; ebenso relevant sind Bestandserneuerungen von Anlagen erneuerbarer Energie. Sie sind daher grundsätzlich vergleichbar zu unterstützen. Entsprechend lehnt der VSE den vorgesehenen Ausschluss von Erneuerungsinvestitionen in die Wasserkraft ab.

Die Wasserkraft bildet heute wie auch künftig das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung und liefert den weitaus grössten Anteil an der erneuerbaren Stromproduktion. Ihr Zubaupotenzial ist weitgehend ausgeschöpft. So beurteilt das BFE das Realisierungspotenzial selbst unter optimierten Nutzungsbedingungen nur gerade bei 11 bekannten Projekten als positiv⁸. Gleichzeitig schätzt das BFE das Produktionspotenzial von Erneuerungen und Erweiterungen höher ein als das von Neubauten⁹. Bei der Wasserkraft gilt deshalb und aufgrund ihrer Systemrelevanz umso mehr, dass nicht nur der Zubau, sondern vor allem der langfristige Erhalt der bestehenden Produktion angestrebt werden muss.

Entgegen der Darstellung im Erläuternden Bericht werden bei grossen Wasserkraftanlagen bei ungenügender Rentabilität und fehlenden Mitteln keine echten Erneuerungen vorgenommen. Bei länger während tiefen Preisen können Erneuerungsinvestitionen nicht amortisiert werden und werden zu Gunsten von Notreparaturen unterlassen. Dies geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.

⁸ Wasserkraftpotenzial der Schweiz, Bundesamt für Energie, 2019; Seite 31; <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/58259.pdf>

⁹ Medienmitteilung des Bundesamts für Energie vom 2. September 2019; <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76258.html>

Daneben bremst auch die unverändert hohe und starre Abgabenbelastung Erneuerungsinvestitionen, da sie die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft je nach Marktsituation stark beeinträchtigt und diese gegenüber Importstrom benachteiligt. Eine Flexibilisierung des Wasserzinses bleibt deshalb für die Wasserkraft weiterhin ein zentraler Faktor. In den nächsten drei Jahrzehnten steht für das Gros der bestehenden Wasserkraftwerke die Konzessionserneuerung an. Das Restwertentgelt bei den Verhandlungen zur Heimfallverzichtsentschädigung ist mit grossen Unsicherheiten verbunden. Auch aus diesem Grund werden die Erneuerungsinvestitionen auf das notwendige Minimum beschränkt.

Erneuerungen der bestehenden Anlagen können aus diesen Gründen nicht als gegeben angenommen werden. Sie sind indes gleich wie Neuinvestitionen ein zentrales Element zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik. Können reguläre Neukonzessionierungen und sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen erfolgen, dient dies nicht nur der Stromversorgung, sondern auch der Umwelt, da so die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz zügiger stattfinden kann. Es braucht daher weiterhin Massnahmen, welche die Bestandserneuerung sicherstellen. Ein allfälliges erneuerbares Standardprodukt in der Grundversorgung ist dazu nicht geeignet. Insbesondere im Fall einer vollständigen Strommarktöffnung ist der Absatz in die Grundversorgung zu klein und zu unsicher, um die erhofften Signale für Erneuerungsinvestitionen in heimische erneuerbare Energien, insbesondere Wasserkraft, zu bewirken.

Systemänderung bei der Abnahme- und Vergütungspflicht

Gemäss seinen Entscheiden vom 3. April 2020 will der Bundesrat die Umsetzung der vollständigen Strommarktöffnung weiter vorantreiben. Damit wird eine Systemänderung bei der Abnahme- und Vergütungspflicht unumgänglich. Die Abnahme von Strom kann im Sinn der Entflechtung nicht Aufgabe des Verteilnetzbetreibers sein. Zudem ist die Abnahme- und Vergütungspflicht mit einer vollständigen Strommarktöffnung nicht vereinbar¹⁰. Die Abnahme und Vergütung hat künftig nicht mehr durch jeden einzelnen Verteilnetzbetreiber zu erfolgen, sondern ist durch eine unabhängige zentrale Stelle sicherzustellen. Dabei ist zudem eine schweizweit einheitliche Vergütung anzustreben, welche sich wie vom Bundesrat vorgesehen nach dem Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung richtet. Auch die Abnahme und Vergütung von Strom ist zudem in den Gesamtkontext der Förderung einzuordnen und mit den übrigen Instrumenten abzustimmen.

Eine erfolgreiche Förderung bedingt die Akzeptanz der Anlagen

Schliesslich weisen wir darauf hin, dass für das Erreichen der Ziele der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik der Beitrag aller in der Schweiz verfügbaren Technologien notwendig sein wird. In den vergangenen Jahren hat sich indes gezeigt, dass statt in der Schweiz vermehrt im Ausland investiert wurde. Grund dafür sind nicht nur die weniger attraktive Wirtschaftlichkeit der Anlagen, sondern auch administrative Hürden, die sich namentlich bei der Windenergie aus den mehrstufigen Verfahren ergeben (Raumplanung und eigentliches Bewilligungsverfahren). Vielfach zeigt sich fehlende Akzeptanz bei Betroffenen oder einzelnen Interessengruppen. Eine stärkere Investitionstätigkeit in der Schweiz erfordert daher ein zeitlich absehbares und inhaltlich verlässliches Vorgehen zur Güterabwägung zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen. Ohne entsprechende Lösungsansätze und Verfahrensstandards werden die gesteckten Ziele schwerlich zu erreichen sein.

¹⁰ Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019;
<https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

Übergangsregelung bis zum Inkrafttreten des neuen Rahmens

Verschiedene Fördermassnahmen sind bis Ende 2022 befristet. Dazu gehören neben der Einspeisevergütung insbesondere die Marktprämie für die Wasserkraft und damit einhergehend die Priorisierung der inländischen erneuerbaren Energien inkl. Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG und Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG). Aus heutiger Perspektive muss davon ausgegangen werden, dass die Revision des Energiegesetzes nicht zeitgerecht auf den 1. Januar 2023 in Kraft treten wird. Es braucht deshalb eine Übergangsregelung, in deren Rahmen die geltenden Massnahmen bis zum Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes und bis zu deren Ablösung durch mindestens gleichwertige neue Instrumente weitergeführt werden. Die Regelung betreffend Grundversorgung steht zudem im Zusammenhang mit den im Stromversorgungsgesetz geplanten Änderungen. Diese muss daher bis zum Inkrafttreten der vollständigen Strommarktöffnung weitergeführt werden. Ein mehrmaliger Regimewechsel in der Grundversorgung kurz vor der Marktöffnung wäre mit grossen Unsicherheiten und Aufwänden verbunden und soll somit im Gesamtinteresse vermieden werden.

3 Bemerkungen zu geplanten Änderungen im Bereich des StromVG

In seinen Entscheiden vom 3. April 2020 hat der Bundesrat verschiedene Weichenstellungen im Bereich der Revision StromVG vorgenommen. Zu den im Rahmen der Vernehmlassung unterbreiteten Vorschlägen hat der VSE bereits Stellung genommen¹¹. In verschiedenen Bereichen hat der Bundesrat nun neue oder geänderte Regelungen in Aussicht gestellt, die der VSE im Folgenden kommentiert.

Datenhub

Wie bereits in seiner Stellungnahme vom 23. Januar 2019 festgehalten, unterstützt der VSE im Hinblick auf eine vollständige Marktöffnung den Aufbau eines oder mehrerer Datenhubs mit Messpunktregister (Data-hubs light). Es sind bereits entsprechende Initiativen der Branche am Laufen. Der VSE hält deshalb daran fest, dass vor einer Intervention des Bundes subsidiären Lösungen Raum gegeben werden soll, wie dies auch gemäss Art. 3 StromVG vom Gesetzgeber vorgesehen wurde. Solchen Lösungen ist grundsätzlich der Vorzug gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften zu geben. Zentral ist zudem, dass die Möglichkeit offengehalten wird, mehrere Datenhubs einzurichten. Der VSE unterstützt den Wettbewerb bei Datenhubs, so dass die Netzbetreiber zwischen verschiedenen Anbietern wählen können. Dies setzt eine standardisierte Kommunikation (SDAT) zwischen den Datenhubs voraus.

Quartierstrom

Sofern mit der nächsten Revision des StromVG auch die vollständige Strommarktöffnung umgesetzt wird, ist Quartierstrom ab dann möglich, da ab diesem Zeitpunkt jeder Endverbraucher, auch mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh, den Energielieferanten frei wählen kann. Quartierstrom und vergleichbare Projekte ermöglichen Innovation und sind somit ein Treiber für neue zukunftsorientierte Lösungsansätze, welche insbesondere auch eine aktive Teilnahme der Endverbraucher an der Energieversorgung ermöglichen. Für die

¹¹ Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019;
<https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden in einem elektrischen Netz rund um die Uhr sämtliche Netzebenen z.B. für Spannungs- und Frequenzhaltung beansprucht. Dies gilt auch für jene Zeiten, in denen der Strom innerhalb des gleichen Ortsnetzes erzeugt wird. Für den Bezug von Quartierstrom muss dies – unabhängig von der Distanz zwischen Einspeise- und Entnahmestelle – auch bei den Netzkosten Berücksichtigung finden. Die vom Quartierstrom-Teilnehmer verursachten Kosten dürfen nicht auf die anderen Kunden eines Verteilnetzbetreibers umgewälzt werden. Der VSE lehnt daher zum jetzigen Zeitpunkt spezifische Netztarife für Quartierstrom ab. Die Netztarifierung muss generell an die heutige Realität angepasst werden¹². In diesem gesamtheitlichen Kontext sind geeignete Tarifmodelle zu prüfen.

Regulatory Sandbox

Innovation braucht ein liberales Umfeld, was der aktuelle, insbesondere in Bezug auf die Netztarifierung einengende Regulierungsrahmen im Strombereich nicht zu gewährleisten vermag. Daher ist grundsätzlich mehr Gestaltungsfreiraum für die Branchenakteure anzustreben und sind gezielt Spielräume für innovative Ansätze zu schaffen. Entsprechend unterstützt der VSE die Möglichkeit, innovative Modelle in Abweichung vom StromVG zu testen. Eine nähere Beurteilung ist jedoch erst möglich, wenn konkrete Ausgestaltungsvorschläge des Bundesrats zu den Bedingungen für solche Projekte vorliegen. Grundsätzlich ist der VSE der Meinung, dass Vorhaben unter Beanspruchung der Regulatory Sandbox örtlich begrenzt und zeitlich befristet sein sollen, durch die Behörden soweit wie nötig zu begleiten sind und die Erkenntnisse daraus in geeigneter Form publiziert werden sollen. Zudem ist der administrative Aufwand tief zu halten.

Messwesen

Die Vernehmlassungsergebnisse zur Revision des StromVG haben gezeigt, dass eine Teilliberalisierung im Bereich des Messwesens nicht mehrheitsfähig ist. Der Bundesrat will nun stattdessen eine vollständige Liberalisierung prüfen. Der VSE lehnt sowohl eine Teilliberalisierung wie auch eine weitergehende Liberalisierung des Messwesens weiterhin klar ab. Das bestehende, systemzentrisch ausgerichtete Messwesen ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Eine Liberalisierung bringt dagegen einen erheblichen Mehraufwand. Die volkswirtschaftlichen Kosten wären grösser als das Ertragspotenzial. Dies bestätigen auch internationale Erfahrungen (z.B. Deutschland).

Eine Aufteilung des Messwesens setzt eine umfassend ausgestaltete und kostspielige Regulierung voraus. Eine Rollenaufteilung ist zudem mit unnötigen Risiken in Bezug auf die Datensicherheit verbunden. Die Energiestrategie 2050 verpflichtet die Netzbetreiber, den Rollout intelligenter Messsysteme umzusetzen. Gleichzeitig wurden durch Gesetz und Verordnung die entsprechenden Kosten den Netzkosten und somit dem Monopol zugeordnet. Netzbetreiber, die diesen gesetzlichen Auftrag nach Treu und Glauben umsetzen, laufen Gefahr, bei einer Liberalisierung mit nicht-amortisierbaren Kosten konfrontiert zu werden. Zudem würden die Synergien zwischen Messung und Netzführung beeinträchtigt. Eine Liberalisierung widerspricht damit den Zielen der Energiestrategie 2050, indem sie Smart-Grid-Lösungen und die Nutzung von Synergien mit Gas- oder Wärmenetzen (Sektorkopplung) sowie der Wasserversorgung erschwert.

Die vom Bundesrat als Begründung für die vollständige Liberalisierung vorgebrachten Probleme bei der Preissetzung und mit der Datenqualität vermag eine Liberalisierung und Ausweitung der Regulierung nicht

¹² Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019;
<https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

zu rechtfertigen. Die Überwachung von Preis und Qualität durch die ElCom ist bereits heute möglich: Sie kann bei Netzbetreibern, welche nicht in der Lage sind, die Messdaten in geforderter Qualität und Verfügbarkeit sowie zu angemessenen Kosten bereitzustellen, mit korrigierenden Massnahmen eingreifen.

4 Anträge zu einzelnen Aspekten der Vorlage

4.1 Anträge und Bemerkungen zum Fördersystem

Ausschreibungen

Der VSE verzichtet darauf, zum Fördersystem Anträge auf Gesetzesstufe zu formulieren. Stattdessen fordert er den Bundesrat auf, seine Vorschläge entlang der folgenden Eckpunkte zu überarbeiten:

Antrag:

- Für die Förderung der Wasserkraft und grosser Anlagen aller anderen erneuerbaren Energien sind Ausschreibungen durchzuführen. Für Anlagen unterhalb der jeweiligen Schwellenwerte sollen Einmalvergütungen (ohne Ausschreibungsverfahren) beantragt werden können.
- Die Abgrenzung zwischen den Anlagen mit und ohne Ausschreibungsverfahren sollen erst auf Verordnungsstufe festgelegt werden. Aus Sicht des VSE sind dabei folgende Schwellenwerte anzustreben:
 - Photovoltaik: Ausschreibungen ab einer Leistung von 400 kWp
 - Windenergie: Ausschreibungen ab einer Leistung von 10 MW
 - Wasserkraft: Ausschreibungen für Neuanlagen ab einer Leistung von 1 MW sowie erheblich erweiterte und erneuerte Anlagen ab einer Leistung von 300 kW. Unterhalb dieser Schwellen soll aus ökologischen Gründen weiterhin keine Förderung gewährt werden.
- Ausgestaltung der Ausschreibungen:
 - Die Ausschreibungen sollen dem zeitlichen Anfall der Produktion (v.a. im Winter) und der Regularität der Anlagen Rechnung tragen.
 - Kleine Anlagen sollen über den Zusammenschluss mehrerer kleiner Anlagen (Anlagegruppen) an den Ausschreibungen teilnehmen können.
 - Anlagen mit Eigenverbrauch sind grundsätzlich getrennt von Anlagen ohne Eigenverbrauch zu auktionieren. In der Praxis stellen sich für Anlagen mit Eigenverbrauch jedoch zahlreiche Abgrenzungsschwierigkeiten. Der Bundesrat wird daher gebeten, verschiedene Optionen mit Vor- und Nachteilen aufzuzeigen.
 - Die Ausschreibungen können sich grundsätzlich sowohl auf Kapazität als auch auf Einspeisung beziehen. Es sind verschiedene Ausgestaltungsvarianten zu prüfen. Ihre Wirksamkeit für die Investitionstätigkeit und ihre Auswirkungen auf die Endverbraucher sind aufzuzeigen.
- Es ist zu prüfen, ob über eine Abstufung von Förderbeiträgen in der Einmalvergütung differenzierte Anreize gesetzt werden können für unterschiedliche saisonale Einspeiseprofile.
- Erneuerungen sind grundsätzlich ebenfalls zu fördern, um den Bestandserhalt sicher zu stellen.

Eventualantrag:

Sollte der Bundesrat auf die Einführung von Ausschreibungen für weitere Anlagen ausser von grossen Photovoltaikanlagen verzichten, beantragt der VSE folgende Änderungen in Art. 26:

Eventualantrag:

Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

- 1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:
 - a. neue Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mindestens 1 MW;
 - b. erhebliche Erweiterungen von Anlagen, die nach der Erweiterung eine Leistung von mindestens 300 kW aufweisen; und
 - c. erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW ~~und höchstens 5 MW.~~
- ~~2 Kein Anspruch auf einen Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs.~~
- 3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt ~~für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.~~
- 4 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach ~~den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2~~ erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.
- 5 Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.
- 6 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss Absatz 1 ausnehmen, sofern sie:
 - a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und
 - b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind.
- 7 Das UVEK bezeichnet Anlagen, die aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Ziele nach Artikel 2 Absatz 2 bei der Gewährung des Beitrags nach Absatz 1 Buchstaben a und b prioritär behandelt werden.

Teilnahmeberechtigung an Auktionen

Der Bundesrat weist in seinen Erläuterungen darauf hin, dass nur baureife Photovoltaikanlagen an Ausschreibungsverfahren teilnahmeberechtigt sind¹³. Diese Bedingung scheint sehr restriktiv und muss im Rahmen der Botschaft näher erläutert werden. Im Bereich Photovoltaik genügt für den Investitionsentscheid eine Projektskizze, ohne dass die Anlage bereits bis zur letzten Schraube fertig entwickelt sein muss. Auf das Erfordernis einer vollständigen, baureifen Ausarbeitung einer Photovoltaikanlage soll daher verzichtet werden. Eine Zusicherung des Unternehmers, dass die Anlage mit den entsprechenden Förderansätzen realisiert wird, sollte ausreichen.

¹³ Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage; Seite 16

Projektierungskosten

Wir begrüßen es, dass Projektanten einen Teil der Projektierungskosten auch dann entschädigt erhalten, wenn ein Projekt letztlich nicht realisiert werden kann. Dies fördert die Initialisierung von Projekten, deren Machbarkeit nicht von vornherein feststeht. Diese Regelung soll für Windkraftanlagen ebenso gelten wie für Wasserkraftwerke und Geothermieranlagen. Auch sie haben hohe Projektierungskosten und tragen zur Winterproduktion bei.

Antrag:

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

3 Für die Projektierung von neuen Windenergieanlagen und für Windmessungen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten ~~Windmessungskosten~~ und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.

4.2 Anträge und Bemerkungen zur Abnahme- und Vergütungspflicht

Die Abnahme- und Vergütungspflicht für Verteilnetzbetreiber ist mit einer vollständigen Strommarktöffnung unvereinbar. Der VSE lehnt eine Weiterführung dieser Pflicht daher ab. Stattdessen ist die Abnahme und Vergütung durch eine unabhängige zentrale Stelle zu übernehmen, die die abgenommene Energie am Markt veräussert. Die Vergütung hat sich am Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung zu orientieren.

Die Leistungswerte für Anlagen, welche die Abnahme- und Vergütungspflicht in Anspruch nehmen können, sollen ähnlich sein wie die Grenzen bei der Direktvermarktung. Die vorgeschlagene Formulierung lehnt sich daher an Art. 21 EnG (Direktvermarktung) an. Eine technologiespezifische Ausgestaltung ist denkbar.

Die Regelung für Biogas (Art. 15 Abs. 1 Bst. b EnG) soll nicht gestrichen werden. Das Thema ist Gegenstand der Regelung im Bereich des Gasversorgungsgesetzes und soll dort behandelt werden. Die Regelung in einem separaten Artikel erleichtert dies.

Antrag:

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität

1 **(neu)** Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

2 **(neu)** Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

3 **(neu)** Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.

4 **(neu)** Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

5 **(neu)** Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis (Art. 23).

6 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.

Art. 15a (neu) Abnahme- und Vergütungspflicht von Biogas

...

4.3 Anträge und Bemerkungen zum Einspeisemanagement

Eine Integration der erneuerbaren Energien ins Gesamtsystem ist für einen erfolgreichen Ausbau dieser Erzeugung unerlässlich. Der VSE hat bereits in seiner Stellungnahme zur Revision StromVG¹⁴ darauf hingewiesen, dass ein massiver dezentraler Zubau von Photovoltaikanlagen einen volkswirtschaftlich unverhältnismässigen Netzausbau nach sich zieht, sofern die Einspeisung der gesamten Produktion garantiert werden muss. Umgekehrt kann durch eine Begrenzung der Netzeinspeisung proportional zur installierten Leistung bei PV-Anlagen ein teurer Netzausbau vermieden werden. Eine Begrenzung auf 70% verringert die insgesamt eingespeiste Energie selbst ohne lokalen Speicher um maximal rund 3%¹⁵. Im Gegenzug sinken die nötigen Investitionen ins Netz erheblich.

Der Bundesrat hat eine entsprechende Massnahme in seinen Erläuterungen zur Vernehmlassung der Revision StromVG ebenfalls als vielversprechende Option dargestellt. Ferner empfiehlt er die in dieselbe Richtung zielende und inzwischen von National- und Ständerat angenommene Motion 19.3755 «Volkswirtschaftlich effiziente Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze» zur Annahme¹⁶. Der VSE beantragt daher weiterhin, als flankierende Massnahme zur Förderung erneuerbarer Energien eine entsprechende Peak-Shaving-Regelung ins Stromversorgungsgesetz aufzunehmen. Alternativ wäre auch ein auf finanziellen Anreizen basierender Mechanismus denkbar, indem das Ausrichten von Beiträgen an die Bedingung geknüpft wird, dass die maximale Netzeinspeisung zur Netzentlastung unentgeltlich auf 70% der Peakleistung begrenzt wird.

Antrag:

Aufnahme einer Regelung im Stromversorgungsgesetz:

(s.a. Antrag des VSE zu Art. 17b^{bis} Abs. 3 StromVG in seiner Stellungnahme vom 23. Januar 2019)

Die Einspeisung in das Netz von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Solarenergie kann durch den Netzbetreiber unentgeltlich um maximal 3 Prozent der jährlichen Produktionsmenge reduziert werden. Hierzu rüsten Betreiber von Anlagen grösser 30 kVA ihren Anschlusspunkt an das Verteilnetz mit technischen Einrichtungen aus, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Die maximale Wirkleistungseinspeisung von Anlagen bis und mit 30 kVA ist auf 70 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen.

Eventualantrag:

¹⁴ Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019; <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

¹⁵ Zahlen für das Mittelland: Hoher Stromertrag von Schweizer PV-Anlagen auch mit Leistungsbegrenzung, Jürg Rohrer & Franziska Dammeier, Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW, Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, Wädenswil, 2016

¹⁶ Volkswirtschaftlich effiziente Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze, Motion Guhl Bernhard, 19.3755; <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20193755>

Art. 15 (EnG)

7 Bei Photovoltaikanlagen erfolgt die Abnahme der Energie entschädigungslos, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt einen bestimmten Anteil der installierten Pannelleistung überschreitet. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

4.4 Bemerkung betreffend nicht amortisierbare Mehrkosten

Die Aufhebung der Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten bei der Festlegung der Ansätze in Art. 29a Abs. 2 EnG wird begrüsst. Dieses Kriterium ist zwar als ökonomisches Prinzip richtig. Die Anwendung bedarf jedoch so vieler Annahmen, dass das Ergebnis willkürlich scheint. So wurde beispielsweise die künftige Preisentwicklung (PFC) überschätzt, so dass damit kaum ein Investitionsanreiz geschaffen wurde. Die nun vorgesehene Aufhebung führt jedoch zu einer zwischenzeitlichen Rechtsunsicherheit. Daher wird der Bundesrat gebeten, mit der Botschaft auszuführen, welches alternative Kriterium künftig für die Festlegung der Beiträge angewendet werden soll.

4.5 Antrag und Bemerkung betreffend Weiterführung der bestehenden Massnahmen

Zur Vermeidung von Systemwechseln insbesondere in der Grundversorgung zwischen Ende 2022 und der Inkraftsetzung der revidierten Fassungen von Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz sind die geltenden Massnahmen fortzuführen. Dies gilt insbesondere für die Priorisierung der erneuerbaren Energien in der Grundversorgung und damit zusammenhängend die Marktpremie. Eine entsprechende Übergangsregelung ist vorgängig in einer separaten, schlanken und zügig zu behandelnden Vorlage vorzusehen.

Antrag:**Art. 38 Auslaufen der Unterstützungen**

~~2 Ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der vollständigen Marktöffnung (Art. 6 StromVG) 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes~~ können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktpremien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme. Für allfällige Rückfragen oder zur Diskussion stehen wir gerne zur Verfügung.

Michael Böckli
Leiter Elektrizitätswerk

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Geht per Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Giubiasco, 6 luglio 2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023).

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Simonetta Sommaruga

Wir möchten uns für die Möglichkeit bedanken, dass wir uns zu diesem wichtigen Dossier einbringen dürfen.

Teris – Teleriscaldamento del Bellinzone SA betreibt eine Fernwärmenetz in Giubiasco, der an der KVA von Giubiasco gekoppelt ist.

Wir dürfen Ihnen versichern, dass wir das Ziel der Vorlage vollumfänglich unterstützen, nämlich mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Wir unterstützen dementsprechend auch, dass die bereits bestehenden Förderinstrumente im Energiegesetz länger angewendet und punktuell weiterentwickelt werden.

Grundsätzliche Bemerkungen

a) Gleichbehandlung

Wir sind der Meinung, dass alle Technologien zur Erreichung der Ziele des EnG berücksichtigt und auch alle gleichbehandelt werden müssen, ob von privaten oder öffentlichen Investoren.

Wir gehen davon aus, dass die Förderbeiträge in allen Bereichen so angesetzt werden, dass unangemessene Gewinne von privaten oder öffentlichen Unternehmen verhindert werden.

Wir begrüßen zudem eine regelmässige Anpassung der zukünftigen Förderung unter Berücksichtigung veränderter Rahmenbedingungen. Sollten z.B. die Strommarktpreise steigen, ist auch die Förderhöhe bei den Grosswasserkraftwerken entsprechend anzupassen.

Teris SA

Teleriscaldamento
del Bellinzone
Strada dell'Argine 5
6512 Giubiasco

T. 091 850 06 24
F. 091 850 06 07
info@teris.ch
www.teris.ch



b) Investitionsbeiträge bei Infrastrukturanlagen

Wichtig für die Infrastrukturanlagen ist, dass die Förderung mit klar definierten Investitionsbeiträgen planbar und von uns für den Entscheidung über die Realisierung von Projekten berücksichtigt werden kann. Dabei hilft uns auch wesentlich, dass in der Revision vorgesehen ist, die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten zukünftig fallen zu lassen.

c) Anreize zur Steigerung der Winterproduktion und Flexibilität

Die Stromproduktion im Winter wird zu einem Problem werden. Diesem Aspekt sollte auch bei der Revision des EnG Beachtung geschenkt und Technologien mit einem höheren Anteil an Winterstromproduktion auch höhere Fördergelder entrichtet werden, als Anreiz für vermehrte Winterstromproduktion.

Ebenso ist bei der Förderhöhe zu berücksichtigen, wenn die Produktion kurzfristig an den zeitlichen Bedarf angepasst oder Reservekapazitäten bereitgestellt werden, sei dies durch Speicherung oder Lastverschiebungen. Dies dient auch dem wetterabhängigen Ausgleich von Sonne- und Windstrom.

In diesem Sinne sollten auch die Bemühungen im Bereich der Technologien unterstützt werden, die für die Speicherung prädisponieren, wie z.B. die Herstellung von Strom aus.

Anträge zu den einzelnen Artikeln

Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomassanlagen

Wir begrüßen sehr, dass Biomasseanlagen gefördert werden. Wir verstehen aber nicht, dass Kehrrechtverwertungsanlagen sowie Klärgasanlagen gestrichen werden sollen. Wir beantragen nachfolgende Änderungen.

Art. 27 Abs. 2: Der Ansatz von 60% der anrechenbaren Investitionen von Biomassanlagen ist nochmals im Vergleich zu anderen Energieträgern zu prüfen, insbesondere mit solchen, die viel geringere Betriebskosten aufweisen.

Art. 27 Abs. 3

- a Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrrechtverwertungsanlagen): Es werden nur Projekte gefördert, die aufzeigen, dass nach der Realisierung die verlangten energetischen Mindestanforderungen gemäss Art. 32 VVEA (Verordnung über die Vermeidung und Entsorgung von Abfällen, SR 814:600) erfüllt werden.
- b ist zwingend zu streichen



(Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiergasanlagen sind gleichberechtigt wie die anderen Biomasseanlagen zu behandeln).

- c Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe für die Stromproduktion nutzen, haben keinen Anspruch auf Investitionsbeiträge. Das An- oder Abfahren z.B. der gesamten Kehrrechtverwertungsanlage und der dafür notwendige kurzfristige Bedarf an fossilen Brenn- oder Treibstoffen zählt nicht zur Stromproduktion.

Begründung:

- Die Streichung von bestimmten Biomasseanlagen ist ungerecht, nicht nachvollziehbar und auch bezüglich der Ziele des EnG kontraproduktiv, weshalb in Art. 27 Abs. 3 Buchstabe a anzupassen und Buchstabe b zwingend zu streichen ist.
- Das Schweizer Parlament hat bereits 2014 einmal die Streichung der Förderung für Kehrrechtverwertungsanlagen (KVA) und Abwasserreinigungsanlagen (ARA) klar abgelehnt und einer weiteren Förderung deutlich zugestimmt.
- Um die Ziele des EnG zu erreichen, dürfen nicht einzelne Bereiche ausgeschlossen werden, angesichts der beschränkten Mittel insbesondere diejenigen nicht, die keine überdurchschnittliche Förderung beanspruchen.
- Die Stromproduktion aus KVA und Klärgas ist CO₂-frei.
- Die Stromproduktion von KVA und Klärgas ist besonders wertvoll, da sie unabhängig von Wettereinflüssen und zuverlässig im Winter und Sommer anfällt.
- Die Stromproduktion von KVA und Klärgas ist kurzfristig flexibel (regelbar) und verfügt dank Kehrrechtbunker sowie Klärgasspeicher und Faulturm über Speicherkapazitäten. Dadurch wird auch die Kopplung der Netze gestärkt.
- Die Potenziale zur Steigerung der Stromproduktion von KVA und Klärgas sind noch sehr gross und können einen beträchtlichen Beitrag zur Erreichung der angestrebten Ziele des EnG leisten. Alleine durch technische Verbesserungen lassen sich die Wirkungsgrade noch deutlich steigern. Bei den ARA kann zudem die spezifische Klärgasproduktion noch deutlich erhöht werden.
- Für den Bau neuer, energieeffizienter und den Ersatz bestehender Blockheizkraftwerke (BHKW) braucht es für die ARA dringend eine angemessene Förderung, da die Anlagen nicht betriebswirtschaftlich sind. Dies gilt für private gleich wie für öffentliche ARA.
- Ohne Anreize werden alte, energieineffiziente BHKW auf ARA noch längere Zeit weiterbetrieben und nicht durch viel energieeffizientere Anlagen ersetzt.
- Ohne Förderung werden v.a. die grösseren ARA ihr Klärgas ins Erdgasnetz einspeisen, was angesichts der Verluste bei der Aufbereitung und einer geringeren Wertigkeit der Verwendung



(vorwiegend für Heizzwecke) energie- und klimapolitisch viel weniger sinnvoll ist als die Verstromung mit Abwärmenutzung auf der ARA selbst. Dieser Strom ist hochwertig und kann mittels Wärmepumpen oder Elektroautos mit einem um Faktor vier besseren Energiewirkungsgrad als vergleichbare Gasheizungen oder Gasautos genutzt werden, wodurch die Klärgas-BHKW in der Bilanz doppelt so viel CO₂ reduzieren können als die Einspeisung ins Erdgasnetz.

- Bei den KVA wird angesichts der tiefen Marktpreise ein Ersatz der alten, weniger effizienten Stromproduktionsanlage möglichst hinausgezögert. Bei einem Ersatz wird eine kostengünstige Lösung zur Erfüllung der minimalen energetischen Anforderungen (ENE 0.55) realisiert, während mit einer entsprechenden Förderung Technologien mit weit höheren Wirkungsgraden (ENE 0.90 oder höher) ermöglicht werden, was eine Steigerung der Stromproduktion um die Hälfte ermöglicht.
- Wir befürworten eine Förderung bei den KVA ausdrücklich nur, wenn auch die energetischen Wirkungsgrade eingehalten werden.
- Ohne Förderung bei den ARA und KVA ist zu befürchten, dass Stoffströme zu Biomasseanlagen mit geringerer Energienutzung abfliessen und dadurch mit dem Abfall weniger Energie bzw. Strom erzeugt wird.
- Ohne diese Förderung werden die Energiepotenziale also nicht ausgeschöpft. Es ist sogar zu befürchten, dass selbst bestehende Stromproduktionsanlagen nicht mehr ersetzt werden und die erzeugte Strommenge stark zurückgeht.
- Dadurch werden auch die Wirtschaft und die Arbeitsplatzsicherung darunter leiden, da weniger investiert und auch weniger Aufträge im Inland vergeben werden.
- Die Abwasser- und Abfallgebühren werden von der Bevölkerung, der Wirtschaft und öffentlichen Institutionen bezahlt, damit das Abwasser sowie der Abfall umweltgerecht, effizient und möglichst wirtschaftlich entsorgt werden. Diese Gebühren dürfen deshalb nicht für anderweitige Aufgaben zweckentfremdet genutzt und keine unwirtschaftlichen Energieanlagen damit finanziert werden. Auch über das Gewässerschutzgesetz können keine Vorgaben für reine Energiezwecke wie BHKW oder ARA-externe Wärmenutzung gemacht werden, sondern nur zur Reinigungsleistung bzw. den entsprechenden Anlagenteile. Hier bietet InfraWatt Hand sinnvolle und wirksame Massnahmen zu Steigerung der Energieeffizienz zu entwickeln.
- Der Preisüberwacher vom Eidg. Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung WBF bestätigt diesen Sachverhalt. Er fordert u.a. in seinem Papier "Mehr Kostenwahrheit bei Abfallenergie!" vom Juni 2018 ausdrücklich, dass einerseits der Bau und Betrieb der Anlagen wirtschaftlich sein muss und dass Investitionen in Energieinfrastrukturen (Strom und Fernwärme) nicht über die Gebühren quersubventioniert werden dürfen, sonst drohen ungedeckte Kosten. Dies gilt vom Grundsatz auch für ARA.



- Im Papier Anleitung und Checkliste zur Festlegung der Gebühren in den Bereichen Wasser und Abwasser vom Okt. 2018 schreibt der Eidg. Preisüberwacher auch, dass gemäss Verursacherprinzip derjenige die Kosten einer Umweltbelastung zu tragen hat, welcher Massnahmen nach diesem Gesetz verursacht. D.h. also, dass die Reinigung des Abwassers über die Abwassergebühren zu finanzieren sind, die betriebsfremde Stromerzeugung wie auch die externe Abwasserwärmenutzung hingegen nicht, sondern dementsprechend über Energiegebühren.
- Es entspricht nicht unserem Rechtsverständnis, wenn z.B. Biogasanlagen, Photovoltaikanlagen, Grosswasserkraftwerke etc., welche auch von öffentlich finanzierten Unternehmungen erstellt werden, mit dem EnG gefördert werden sollen und Kläranlagen und KVA nicht.

Art. 28 Abs. 1 und 2

¹ Wer einen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel in Anspruch nehmen will, darf mit dem Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten erst beginnen, nachdem das BFE eine Zusicherung abgegeben hat. Das BFE kann einen früheren Baubeginn bewilligen, z.B. falls ein Gesuch nicht innerhalb von 3 Monaten nach Eingang der notwendigen Unterlagen beantwortet werden kann.

Art. 29 Abs 2

² Die Ansätze für die Förderbeiträge sind einfach, klar und planbar festzulegen, wobei auf einen Nachweis der nicht amortisierbaren Mehrkosten zu verzichten ist.

Art. 33b Nah-/Fernwärme-Garantie

Analog zu Art 33 bzw. Art. 38 Abs. 1 Bst. B Ziff. 1, 2 und 4 für Geothermie schlagen wir vor, für Nah-/Fernwärme einen neuen Artikel Art. 33.b sowie Art. 38.b zu schaffen.

Begründung:

Das Risiko ist auch bei Wärmeverbünden sehr gross, wenn z.B. Industriebetriebe einen namhaften Anteil an der Wärmelieferung (Abwärme) oder als Wärmebezüger einnehmen, da die Lebensdauer solcher Betriebe nicht über längere Zeit von 25 - 30 Jahren garantiert werden können, wie es bei Wärmenetzen üblich ist.

In diesem neuen Art. 33.b ist zu ergänzen, dass dieser nur gilt, solange keine andere, gleichwertige Risikogarantie auf Bundesebene verankert wird.

Art. 55

Wir begrüssen ausdrücklich, dass bei Nichterreichen der Richtwerte zusätzliche notwendige Massnahmen geprüft und vom Bundesrat beantragt werden.



Mit diesen pragmatischen Vorschlägen lässt sich rasch und einfach die Wirkung des EnG bzw. die erneuerbare Stromproduktion mit den gleichen Geldern steigern. Es würde uns freuen, wenn Sie diese Möglichkeiten prüfen und unterstützen möchten, denn wir sind überzeugt, dass die Abfall- und Abwasserbranchen auf Anreize viel stärker reagieren als über zusätzliche Vorgaben.

Bei Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

TERIS SA

Andrea Fabiano, Direttore



vento ludens, Avenue des Sports 26, CH-1400 Yverdon-les-Bains

Office fédéral de l'énergie
Division Efficacité énergétique et énergies renouvelables
Service soutien à la direction
3003 Berne

Yverdon-les-Bains, le 9 juillet 2020

Consultation pour la révision de la loi sur l'énergie (LEne) et pour la modification de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

Mesdames, Messieurs,

Nous saluons l'opportunité qui nous est donnée de prendre position quant aux révisions et aux rapports explicatifs informatifs qui les accompagnent.

vento ludens soutient la révision de la L'Ene, il est indispensable de définir un cadre pour le soutien aux énergies renouvelables à partir de 2023. Cependant, nous constatons que les objectifs ne sont pas assez ambitieux, au vu de la mise en œuvre de la stratégie énergétique. Nous doutons également que les fonds engagés, soient, à eux seuls, suffisants pour atteindre les objectifs. Nous saluons, d'autre part, la définition d'un nouvel outil de soutien à l'énergie éolienne par les contributions à l'investissement, mais demandons la mise en place d'un mécanisme garantissant une sécurité d'investissement pour les projets.

Nous attirons votre attention qu'un aspect important n'est pas traité de cette révision et mérite d'y figurer : la prise en compte de la saisonnalité des productions d'électricité. L'ELCOM nous rend attentifs depuis plusieurs années d'un déficit d'électricité hivernale contre lequel des mesures importantes doivent être prises dès maintenant. Dans ce contexte, nous trouvons également intéressante la proposition de Swisscleantech de concentrer les moyens de rétribution de l'injection sur la période hivernale. L'énergie produite par les éoliennes est essentielle pour réaliser les objectifs de production hivernale.

Dans le cadre du modèle actuellement proposé, nous saluons la création de contributions d'étude de projet qui réduiront le risque lié à la réalisation et donc au financement. Nous ne comprenons pas que, s'agissant de l'énergie éolienne, seules les mesures du vent seront soutenues. Toutes les études nécessaires doivent être prises en compte.

En annexe vous trouverez les différentes adaptations et recommandations élaborées par Suisse Eole et dont nous partageons le contenu.

Nous vous remercions d'avoir pris connaissance de la présente et vous transmettons nos cordiales salutations.

vento ludens Suisse GmbH

José Basset
Managing Director

Corinne von Wyl-Tschudin
Project Manager

RECOMMANDATIONS, ARTICLE PAR ARTICLE

Loi sur l'énergie (LEne)

Art. 2 Objectifs pour le développement de l'électricité issue d'énergies renouvelables

¹ La production d'électricité issue d'énergies renouvelables, énergie hydraulique non comprise, doit atteindre au moins ~~11 400~~ **25 000** GWh en 2035 **dont au moins 10'000 GWh durant le semestre hivernal** et au moins ~~24 200~~ **45 000** GWh en 2050 **dont au moins 20'000 GWh durant le semestre hivernal**.

Fondement : Nous saluons la fixation d'objectifs renouvelables contraignants mais les objectifs proposés sont « I » loin d'être compatibles avec la déconnection du réseau, ces prochaines années, d'importantes capacités de production d'électricité à la suite de la décision de sortir du nucléaire. « II », les objectifs proposés ne semblent pas non plus à même de permettre à la Suisse d'atteindre son objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre. Finalement « III », les objectifs proposés ne soulignent pas l'importance de l'approvisionnement hivernal, de la résilience locale et de la transition climatique, qui doivent être pris en compte.

L'ElCom, en charge de la sécurité du réseau, rappelait en début d'année dans un papierⁱ que : « Une analyse annuelle orientée sur la sécurité de l'approvisionnement est insuffisante : comme le montrent les statistiques de l'électricité de l'OFEN, la dépendance à l'égard des importations est en particulier critique durant les mois d'hiver ». Et si l'on examine de plus près l'adéquation temporelle entre production et consommation d'électricité, on constate au vu de l'évolution envisagée jusqu'ici (Confédération 2013ⁱⁱ), que ce déficit hivernal va encore s'accroître. L'ElCom, souhaite un développement contraignant de capacité de production hivernale d'ici à 2035 compris entre 5'000 et 10'000 GWh, notre proposition d'un objectif de 10'000 GWh s'inscrit dans cette ligne, au vu des capacités atteintes entre 1'500 et 2'000 GWh en 2020.

En effet les installations hydroélectriques et photovoltaïques, deux piliers majeurs de notre production future produisent davantage du printemps à l'automne et viennent remplacer une énergie nucléaire qui produit davantage en hiver. D'un autre côté, nos besoins en énergie électrique, déjà plus élevés en hiver, vont encore augmenter, avec la décarbonisation du système énergétique. En sus, dans le Rapport explicatif relatif au projet mis en consultation, la Confédération dévoile de premières estimations qui montrent que la valeur cible pour 2050, sur cette base, devrait être environ 50 % plus élevée que la valeur actuelle (Confédération, 2013), Il est donc primordial de prendre ce facteur saisonnier en considération dès à présent, afin de limiter, dans le futur, le recours à des accumulateurs et à des renforcements du réseau et éviter les impacts économiques et climatiques qui en découlent.

Nous encourageons également l'ajout d'un renvoi vers la loi sur le CO2 étant donné la forte dépendance entre ces deux lois.

L'énergie éolienne est générée aux deux tiers durant le semestre hivernal et a un impact climatique très faible. Cette production revêt donc un intérêt prépondérant que nous développons à l'Art. 12.

³ *Le Conseil fédéral ~~peut fixer~~ fixe des valeurs indicatives intermédiaires supplémentaires, globalement ou pour des technologies données.*

Fondement : Afin d'atteindre les objectifs fixés, il est indispensable que des objectifs intermédiaires soient posés, par exemple en 2025, 2030 et 2035.

Art. 12 Intérêt national

⁵ *Lorsqu'il fixe la taille et l'importance requises selon l'al. 4, il tient compte de critères tels que la puissance, la production, **la saisonnalité** ou la flexibilité de production dans le temps et en fonction des besoins du marché.*

Fondement : idem que l'article 2.

Autre remarque : Le récent choix du législateur a été de placer ici les énergies renouvelables au même niveau d'intérêt que les autres objets nationaux protégés. Cela permet d'effectuer une pesée équilibrée des intérêts en présence.

Nous attirons votre attention sur une initiative en cours, nommée « initiative biodiversité » qui cherche à remettre en cause cette pesée équilibrée. Cette initiative propose que l'Art. 78a de la Constitution, « Paysage et biodiversité », soit modifié comme tel « 3 Toute atteinte substantielle à un objet protégé par la Confédération doit être justifiée par un intérêt national prépondérant ». Au travers de cet article, et contrairement à ce que son nom laisse accroire, cette initiative vise également le patrimoine bâti, et remettra profondément en cause l'équilibre précité. En ajoutant le besoin d'un intérêt national prépondérant pour toute atteinte, cette initiative rompt l'équilibre politique patiemment négocié et rend illusoire l'atteinte des objectifs de la présente Loi.

Art. 27a Contribution d'investissement allouée pour les installations éoliennes

Demande : Nous saluons la définition d'un nouvel outil de soutien à l'énergie éolienne par les contributions à l'investissement, mais nous demandons la mise en place d'un mécanisme supplémentaire garantissant une sécurité d'investissement.

Nous proposons que ce mécanisme se base principalement sur une rétribution de l'énergie hivernale pour contribuer efficacement à la sécurité d'approvisionnement. Ce mécanisme pourrait être alors soutenu par une adaptation de l'Art 9 de la LApEl.

Dans tous les cas, il est impératif de garantir que les décisions RPC/SRI positives bénéficieront de la rétribution du courant injecté au-delà de 2023 en respectant les durées annoncées lors desdites décisions.

Fondement : Voir notre « Modèle de soutien pour l'énergie éolienne en Suisse » ci-joint.

¹ Une contribution d'investissement peut être sollicitée pour les nouvelles installations éoliennes disposées à proximité les unes des autres sur un site commun (parc éolien) si le parc éolien présente une puissance d'au moins 10 5 MW.

Demande : Nous recommandons au Conseil fédéral d'abaisser à 5 MW la limite de puissance nécessaire à l'allocation d'une contribution d'investissement.

Fondement : Les études d'impact sur l'environnement sont obligatoires à partir de cette valeur de 5MW. D'autre part, certains cantons, comme Neuchâtel ou le Valais, ont fixé une limite inférieure de 10 GWh/an (à peu près équivalente au 5MW) pour développer un parc. Des parcs de tailles modestes sont en développement, leur intégration dans le réseau et dans les besoins régionaux est notamment facilitée. Les cantons ont la possibilité de demander l'intérêt national pour de tels parcs qui répondraient aux besoins énergétiques cantonaux. Le potentiel financement par rétribution unique de ces parcs doit être possible. Il nous semble donc justifié de s'aligner sur cette valeur clé pour la réalisation d'un projet de parc éolien. Avec la proposition initiale de la Confédération, le financement n'aurait lieu que pour les projets avec intérêt national. Cela signifierait l'abandon de nombres de projets intéressants.

*³ Une contribution peut être sollicitée pour les ~~mesures du vent~~ **études de projet relatives à de nouvelles installations éoliennes ou à des installations éoliennes notablement agrandies répondant aux exigences de l'al. 1.** Cette contribution se monte à 40 % au plus des coûts ~~de mesure du vent~~ **d'étude de projet** imputables et sera déduite d'une éventuelle contribution au sens de l'al. 1.*

Demande : Nous recommandons au Conseil fédéral d'étendre les contributions d'étude de projet, comme c'est le cas pour l'hydraulique et la géothermie, à toutes les études relatives.

Fondement : Nous ne voyons pas de justification valable à limiter cette contribution aux seules mesures de vent pour l'énergie éolienne. L'énergie éolienne est soumise à des procédures coûteuses et des risques au même titre que les autres énergies renouvelables. Ces procédures sont notamment liées à la clarification d'aspects relatifs à la conception éolienne nationale. Les contributions d'étude de projet ont pour but de réduire les risques liés à la réalisation ; Le développement dépasse les 10 ans, comme pour l'hydraulique.

Art. 29 : Modalités

¹ Le Conseil fédéral fixe les modalités des contributions d'investissement visées dans le présent chapitre, notamment :

Demande : Nous recommandons de préciser davantage les modalités d'attribution des rétributions.

- Il devrait y avoir une possibilité explicite d'inclure plusieurs installations dans des «clusters» :

- Dans le cas d'installations particulièrement utiles, p. ex. pour la production d'électricité en hiver, il devrait être possible de répercuter sur les coûts généraux de réseau la couverture des frais de raccordement, en vertu de l'art. 22, al. 3, de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

Fondement : idem Art. 2

Art. 35 Perception et affectation

Demande : Le financement des projets avec décisions positives doit être assuré.

Fondement : Le dossier en consultation traduit des objectifs très modestes pour l'énergie éolienne dans le cadre du système de soutien actuel (SRI) et futur (montant de 15 millions par année) Cela n'est pas cohérent ni avec le pipeline de projets en cours, ni avec la priorisation de la production hivernale.

Par ailleurs, les conditions-cadres doivent permettre au Conseil fédéral de contrôler la rapidité de réalisation des objectifs via la source de financement. Cela est difficile si le système repose sur des listes d'attente, comme l'énergie photovoltaïque l'a vécu ces dernières années.

Art. 37 : Fonds alimenté par le supplément

~~*⁴ Un endettement du Fonds n'est pas autorisé. Ses ressources doivent porter intérêts. Les ressources du Fonds doivent être gérées selon les meilleures pratiques des marchés.*~~

Demande : Nous recommandons de lever l'interdiction de s'endetter.

Fondement : Le Conseil fédéral a approuvé la motion Damian Müller 19.3742 (acceptée par le Conseil des États, qui devrait figurer à l'ordre du jour de la session d'été du Conseil national), mais il est apparemment arrivé à la conclusion que cette interdiction de s'endetter devait être maintenue. Toutefois, le rapport explicatif ne donne aucune raison

matérielle à son propos. Le Fonds doit pouvoir assurer une transition vers des modèles de soutien futurs assurant une compétitivité des énergies renouvelables au vu de leur valeur énergétique et climatique.

Art. 55 Suivi

³ Le Conseil fédéral évalue tous les cinq ans l'impact et l'efficacité des mesures prévues dans la présente loi et fait rapport sur les résultats obtenus et sur le degré de réalisation des objectifs fixés à l'art. 2 et des valeurs indicatives fixées à l'art. 3. S'il apparaît que ces valeurs ne pourront pas être atteintes, il propose les mesures supplémentaires qu'il estime nécessaires.

Fondement : Les objectifs sont fixés pour 2035 (fixé à l'Art. 2), soit dans 15 ans. Hors, le temps nécessaire à implémenter une correction en cas de déviation est également important. Pour atteindre l'objectif, il est donc indispensable d'avoir des jalons clairs et précis afin d'effectuer les éventuelles corrections nécessaires en cours de route et ainsi se donner toutes les chances d'atteindre le but fixé. Plusieurs propositions de mesures qui pourraient être mises en place figurent dans notre fiche « Accélération des procédures » ci-jointe.

ⁱ <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2020/grundlagenpapierwinterproduktion.pdf>.

ⁱⁱ FF 2013 6771.

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energie
Dienste Führungsunterstützung
3003 Bern

2. Juni 2020

Stellungnahme zur Revision Energiesgesetz EnG

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir Stellung zur Revision des EnG. Der Verband Aargauischer Stromversorger (VAS) bündelt die Interessen der rund 100 Aargauer Stromversorger. Diese repräsentieren knapp 1/6 aller Schweizer VNB. Die rund 2'000 Aargauer EVU-Mitarbeitenden, zum Beispiel Netzelektriker, Kundendienstmitarbeitende, Netzplaner oder Lernende in über 10 Berufsrichtungen, setzen sich täglich dafür ein, dass der Strom exakt dann da ist, wenn die Kundinnen und Kunden ihn brauchen.

Der Verband Aargauischer Stromversorger hat unter Mithilfe seiner Mitglieder den vorgeschlagenen Entwurf der Revision EnG geprüft. Die beiliegende Stellungnahme bündelt die Meinungen der Mehrheit unserer Mitglieder. Der VAS begrüsst die Überarbeitung des Energiesgesetz und anerkennt die vom Bundesrat und Behörden geleistete Vorarbeit. Wir erachten den Zeitpunkt für eine Revision als passend.

In BFE-Faktenblatt zur Revision Energiesgesetz (EnG) steht die aus unserer Optik wichtige Bemerkung: „Die Strombranche braucht Planungssicherheit“. Wir stimmen zu, dass mit einigen in der Revision vorgestellten Anpassungen die Planungssicherheit erhöht und die Versorgungssicherheit gesteigert wird. Jedoch glauben wir, dass auch mit diesen neuen Massnahmen die Anreize nicht ausreichen werden, um die Stromproduktion in der Schweiz nachhaltig auszubauen und die Zubauziele gemäss ES2050 zu erreichen. Mit den vorgeschlagenen neuen Methoden sind die finanziellen Risiken für den Zubau von Grossproduktionen nach wie vor nicht abzuschätzen.

Sollen die Zubauziele der ES2050 realisiert werden, müssen bedeutende weitere Massnahmen - insbesondere in der Grossproduktion - folgen. Dass dies nicht ohne Kostenfolge sein wird ist selbstredend. Hier ist die Politik gefordert zu bestimmen, welche Kosten aus der ES2050 den Schweizerinnen und Schweizer zuzumuten sind.

Generelle Hinweise zu den vorgeschlagenen Neuerungen im EnG

- Die in der Energiestrategie 2050 vorgegebenen Richtwerte an Zubau neuer Energie sind anspruchsvoll. Mit den vorgeschlagenen Anpassungen in der EnG können diese Richtwert - neu Ausbauziele genannt – besser, aber nicht vollständig erreicht werden. Nachwievor ist die ES2050 im Bereich Elektrizität als Importstrategie zu verstehen.
- Die Harmonisierung von Fristen und die Vereinfachung von Fördersystemen sind zu begrüssen. Die Sache ist sehr komplex und Vereinfachungen helfen, Wirkung zu erzielen.
- Der Beratungs- und Begleitaufwand der Verteilnetzbetreiber gegenüber den Stromproduzenten muss zukünftig vermehrt verursachergerecht verrechnet werden.
- Entschärfend wirkt, dass die Kosten der Stromkundinnen und Stromkunden für die Förderung erneuerbarer Stromproduktion (noch) nicht erhöht werden. Denken Sie daran: die EVU machen das Inkasso für diese „Bundessteuer“ und müssen dies gegenüber ihren Kundinnen und Kunden immer wieder rechtfertigen.
- Die rein technische Integration von neuen Stromproduktionsanlagen in ein Verteilnetz ist für ein VNB heute Alltag. Schwierigkeiten bereiten jedoch die komplexen und teilweise schwerfälligen administrativen Schnittstellen zu übergelagerten Instanzen, namentlich Pronovo und ESTI. Die Projektadministration ist mittlerweile die grössere Herausforderung als der technische Netzanschluss einer neuen PV-Anlage. Diese Konstellationen muss rasch verbessert werden.
- Weitgehend fehlen in der vorgelegten Gesetzesrevision Investitionsanreize für den Ausbau saisonaler Speicher.

Gleichzeitig zum Start der EnG-Vernehmlassung hat das BFE über die Veränderungen im Stromversorgungsgesetz (StromVG) informiert. Inhalt zum neuen StromVG sollen im Frühjahr 2021 publiziert werden. Wir weisen in aller Deutlichkeit erneut darauf hin, dass einige der am 3. April 2020 vorgestellten StromVG-Anpassungen höchst kritisch zu bewerten sind.

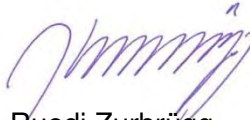
Wir stimmen einer vollständigen Marktöffnung für alle Stromkundinnen und Kunden mit wenig Euphorie zu. Jedoch nur, wenn die Versorgungssicherheit und die Gesamtökologie nicht verschlechtert werden. Oberste Priorität hat die Versorgungssicherheit, erst dann kommen Marktgedanken. Mit der Marktöffnung muss ein grosser Teil der heutigen Überregulierung zurückgebaut werden.

Einige der in der StromVG vorgeschlagenen Anpassungen in den Bereichen Sunshine-Regulierung, Flexibilitätsregulierung oder Messwesen werden dazu führen, dass die Versorgungssicherheit in der Schweiz abnimmt und die Stromkosten für die Haushalte steigen.

Wir bedanken uns für Ihre aufmerksame Prüfung und Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

**VERBAND AARGAUISCHER
STROMVERSORGER**



Ruedi Zurbrugg
Geschäftsleiter

Vernehmlassungen Revision Energiegesetz (EnG)

Rückmeldungen zu den vom Eidgenössischen Departement Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) vorgeschlagenen Anpassungen im EnG.

Empfänger

Bundesamt für Energie, Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energie, Bern

Verfasser

VAS-Geschäftsstelle, Ruedi Zurbrügg

Status

In Erarbeitung, nicht freigeben.

Zusammenfassung

1. Investitionsbeiträge - **Zustimmung**
2. Ablösung der Einspeisevergütung durch Investitionsbeiträge - **Zustimmung**
3. Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen - **Zustimmung**
4. Wasserkraft - **Zustimmung**
5. Projektierungsbeiträge für Wasser, Wind und Geothermie - **Zustimmung**
6. Kosten und Finanzierung der angepassten Fördermassnahmen - **Zustimmung**

Bewertung der einzelnen Vorschläge

In unserer Antwort übernehmen wir die Gliederung des BFE, **Faktenblatt 2 -> Revision Energiegesetz (EnG)**.

1. Investitionsbeiträge

Haltung des VAS: **Zustimmung**

Begründung:

Die Verlängerung der Investitionsbeitragsregelung um 5 Jahre bis zum Jahr 2035 ist zu begrüßen. So können Fristen und Fördersysteme harmonisiert werden.

Die Entwicklung der in der ES2050 festgehaltenen Richtwerte zu Zielwerten ist zu begrüßen. Damit wird Klarheit geschaffen und es entsteht ein gesetzlicher Auftrag zum Zubau erneuerbarer Energien. Dies ist der Versorgungssicherheit dienlich.

Bemerkung:

- Der VAS ist skeptisch, ob der angepeilte Zubau von erneuerbarer Stromproduktion wie gewünscht stattfindet. Die VNB sind heute in der Verantwortung für eine sichere und jederzeitige Stromversorgung an die Stromkundinnen und Stromkunden. Die in Europa wegfallende Stromproduktion ist derzeit grösser als der Zubau neuer Produktion. Wir sehen die Versorgungssicherheit - also die individuelle Verfügbarkeit von Strom rund um die Uhr und zu jeder Jahreszeit – ab dem Jahren 2025 als gefährdet.

2. Ablösung Einspeisevergütung durch Investitionsbeiträge

Haltung des VAS: **Zustimmung**

Begründung:

Um die Ziele der ES2050 zu erreichen ist es notwendig alle verfügbaren erneuerbaren Ressourcen zu erschliessen. Mit dem politisch entschiedenen Wegfall der Einspeisevergütung Ende 2022 für neue Anlagen, wird mit den bereits bekannten Investitionsbeiträgen ein opportunes Nachfolgemodell eingeführt.

Bemerkung

- Für Anlagen ohne direkten Eigenverbrauch sind rund doppelt so hohe Investitionsbeiträge vorgesehen.
- Insgesamt sind die Prozesse der Investitionsbeiträge komplexer als die Prozesse der Einspeisevergütung. Der Beratungsaufwand für neue Anlagen wird steigen. Die VNB werden allfallende Beratungsleistungen in diesem Zusammenhang verursachergerecht verrechnen.

3. Aktionen für grosse Photovoltaikanlagen

Haltung des VAS: **Zustimmung**

Begründung:

Wir bewerten Ausschreibungen für grosse PV-Anlagen als für wirtschaftlicher, als die heute fixe Vergütung pro kWh. Hingegen muss durch die Auktionen befürchtet werden, dass zukünftig die Bauqualität und Substanz von PV-Anlagen durch den Kostendruck abnehmen wird. Es ist somit mit vermehrten und ungeplanten Produktionsausfällen von grossen PV-Anlagen zu rechnen. Diese wird die allgemeine Planbarkeit und Versorgungssicherheit beeinflussen. Insbesondere bei grossen PV-Anlagen muss zur Netzsicherheit ein elektronisches Eingreifen in die Produktion gewährleistet sein. Dies sowohl vom VNB wie auch von übergeordneten Instanzen. Die Grundlagen dazu sind in den Anschlussbedingungen der Netzbetreiber zu bestimmen.

Bemerkung

- Der weitere Ausbau der PV-Produktion wird die Long-Position im Sommer weiter erhöhen und dadurch die Rentabilität von Wasserkraftwerken schwächen.

4. Wasserkraft

Haltung des VAS: **Zustimmung**

Begründung:

Die vorgeschlagenen Anpassungen werden begrüsst. Im konsequenten weiteren Ausbau der heimischen Wasserkraft liegt das grösste Potential. Zudem ist Wasserkraft im Vergleich zu Wind und Sonne ein „berechenbarer“ Stromlieferant und unterstützte die Versorgungssicherheit.

Bemerkung

- Vermieden werden muss, dass grosse Stromproduzenten welche Investitionsbeiträge erhalten und gleichzeitig Endkunden mit Strom versorgen, keine Marktverzerrenden internen Beihilfen tätigen.
- Es fehlen klare Hinweise, wie die für die Schweiz wichtige Winterproduktion für Wasserkraft ausgebaut wird.

5. Projektierungsbeiträge für Wasser, Wind und Geothermie

Haltung des VAS: **Zustimmung**

Begründung:

Die Projektierungsbeiträge sind zu begrüßen. Die Praxis zeigt leider zu oft, dass gute Projekte wegen jahrelangen Vorabklärungen, Einsprache- und Bewilligungsverfahren nicht zur Realisierung kommen. Projektierungsbeiträge helfen die finanziellen Risiken zu reduzieren.

Bemerkung

- Vermieden werden muss, dass grosse Stromproduzenten welche Projektierungsbeiträge erhalten und gleichzeitig Endkunden mit Strom versorgen, keine Marktverzerrenden internen Beihilfen tätigen.

6. Kosten und Finanzierung der angepassten Fördermassnahmen

Haltung des VAS: **Zustimmung**

Begründung:

Aus Sicht der Endkundinnen und Endkunden ist es zu begrüßen, dass eine Erhöhung des Netzzuschlages von derzeit 2,3 Rappen pro Kilowattstunden nicht vorgesehen ist.

Aus politischen Überlegungen muss wohl vorerst mit diesen 2,3 Rappen gefahren werden. Aus unserer Sorge, dass die Zubauziele der ES2050 mit den vorhandenen Massnahmen nicht erreicht werden können, erscheint es uns als absehbar, dass die Fördergelder notgedrungen weiter erhöht werden müssen.

Für Rückfragen steht Ruedi Zurbrügg von der VAS-Geschäftsstelle gerne zur Verfügung.

Ruedi Zurbrügg

02.06.2020

CH-3000 Bern
Telefon: 0844 – 873 873
Telefax: 071 – 757 94 59
E-Mail: info@vpe.ch
Webseite: www.vpe.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Elektronisch an: EnG@bfe.admin.ch

Bern, 12. Juli 2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Sommaruga,

Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Möglichkeit, zum Vorentwurf des revidierten Energiegesetz (EnG) Stellung zu nehmen. Gerne unterbreiten wir Ihnen die Stellungnahme des VPE, dem Dachverband der Personal- und Mitarbeitervertretungen der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft, im Rahmen des vom Bundesrat am 3. April 2020 in Auftrag gegebenen Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Energiegesetzes.

Die aktuell weltweite Krise infolge des Corona – Virus zeigt, dass in schwierigen Situationen die zwischenstaatliche Solidarität den nationalen Interessen untergeordnet wird. Generell gilt in der EU, dass die Nationalstaaten für ihre Energiepolitik und Versorgungssicherheit grundsätzlich selbst verantwortlich sind im Rahmen der angestrebten europäischen Energie- und Klimaziele. Wir sollten deshalb einen möglichst hohen Selbstversorgungsgrad anzustreben, um unsere Abhängigkeit vom Ausland nicht zu gross werden zu lassen.

Generell sind wir mit den vorgeschlagenen Änderungen einverstanden. Grundsätzlich halten wir die Anpassungen der Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für richtig. Der VPE sieht im Hinblick auf die Planungs- und Investitionssicherheit sowie der Stärkung der langfristigen Versorgungssicherheit in der Schweiz, die Notwendigkeit von den zusätzlichen Anpassungen des vorliegenden Vorentwurfes des EnG.

Das EnG und StromVG sind eng ineinander verflochten, aus der Sicht des VPE ist zu prüfen ob es nicht sinnvoll ist, die Revision der Gesetze zu koordinieren und abzustimmen.

Jedoch möchten wir konkret zu den folgenden Punkten eine Stellungnahme abgeben:

- Anpassung der Vergütungssätze
- Erhalt und Ausbau der Grosswasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke
- Erleichterungen bei Planungs- und Bewilligungsverfahren
- Projektierungskosten

Anpassung der Vergütungssätze

Der VPE sieht ausdrücklich Erzeugungspotential für die erneuerbaren Energien wie Photovoltaik, Wasserkraft, Windkraft und Geothermie. Die inländische Produktion muss für eine langfristige Versorgungssicherheit gestärkt und ausgebaut werden. Aus der Sicht vom VPE ist die Verlängerung der Fördermassnahmen bis 2035 mit einem zusätzlichen jährlichen Investitionsvolumen von CHF 215 Mio. Franken gerechtfertigt und zielführend.

Da die Wirtschaftlichkeit für die Kleinerzeuger in der Regel fraglich bzw. nicht gegeben ist, fällt vermutlich die Steigerung dieses Produktionsanteils allenfalls nicht so gross aus wie gewünscht. Zusätzliche Fördermassnahmen in Grosskraftwerke sollten deshalb geprüft werden, um die Versorgungssicherheit zu verbessern.

Erhalt und Ausbau der Grosswasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke

Die Anreize bei den Grosswasserkraftwerke insbesondere bei den Pumpspeicherkraftwerke sollten verstärkt werden. Die Wasserkraft liefern heute schon ca. 60 % zur inländische Stromproduktion bei und ist für die Versorgungssicherheit existenziell. Durch den beschlossenen sukzessiven Ausstieg aus der Kernenergie wird die Wasserkraft in Zukunft noch eine wichtigere Rolle für die Versorgungssicherheit spielen. Die Grosswasserkraftwerke werden in Zukunft einen zentralen Beitrag für die Erzeugung der der notwendigen Bandenergie leisten müssen.

Es ist richtig, auch bei Investitionen in die Grosswasserkraft Investitionsbeiträge auszurichten und Anreize zu schaffen. Sonst besteht die Gefahr das Grosswasserkraftwerke lediglich noch weiter unterhalten, aber echte Neuinvestitionen aus wirtschaftlichen Überlegungen nicht in Frage kommen und so nicht mehr getätigt werden.

Die Pumpspeicherkraftwerke sind im Stromerzeugungsportfolio ein immens wichtiger Pfeiler, um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen. Aufgrund des Klimawandels und der absehbaren Verschiebung der Schneeschmelze bzw. der Verringerung der Speicherkapazität der Gletscher kann die Bedeutung der Pumpspeicherkraftwerke in Zukunft noch weiter zunehmen. Bereits zum heutigen Zeitpunkt kann eine allfällige Überschussproduktion von den Photovoltaik- und Windenergieanlagen dazu dienen die notwendige Energie für die Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung zu stellen, und so die verstärkte Nutzung der Speicherkraft sicherzustellen.

Deshalb stellt der VPE den Änderungsantrag den Art. 26 Abs. 2 *„Kein Anspruch auf Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs“* ersatzlos zu streichen und auch die Pumpspeicherkraftwerke mit Investitionsanreizen zu fördern.

In den vergangenen Jahren gab es in den Sommermonaten und über die Mittagszeit insbesondere auch in Deutschland durch die erneuerbare Energie eine grössere Überproduktion. Mit dem stetigen Zuwachs und dem festgelegten Ziel gemäss Art. 2 Vorentwurf EnG bis zum Jahr 2050 die erneuerbare Energieproduktion auf 24'200 GWh auszubauen, ist davon auszugehen, dass zeitlich bzw. klimatisch bedingte Überproduktionen in den nächsten Jahren massiv zunehmen werden. Deshalb erachtet es der VPE als existenziell, dass die zurzeit einzige im grossen Stil marktfähige Speicherlösung für elektrische Energie (d.h. die Pumpspeicherkraft) weiter ausgebaut wird, und dafür entsprechende Investitionsanreize geschaffen werden.

Erleichterungen bei Planungs- und Bewilligungsverfahren

Für den Bau von neuen Anlagen sind nicht nur Investitionsanreize zu schaffen, sondern auch Vereinfachungen bei den gesetzlichen Bestimmungen einzuführen, um die Prozesse zu beschleunigen und so zusätzliche Anreize zu schaffen. Oftmals werden die Projekte durch die langen gesetzlichen Bewilligungsverfahren in Verbindung mit allfälligen Einsprachen gegen die Anlagen verzögert und damit verteuert.

Diverse Windparkanlagen und auch Wasserkraftwerke sind in der Schweiz geplant bzw. projektiert, jedoch scheitern diese Projekte bisher vielfach dadurch, dass es keine Planungssicherheit gibt aufgrund der bereits erwähnten langwierigen und aufwendigen Bewilligungsverfahren in Verbindung mit zahlreichen Einsprachemöglichkeiten.

Vielfach zeigt sich fehlende Akzeptanz bei Betroffenen oder einzelnen Interessengruppen. Hier besteht Handlungsbedarf. Eine stärkere Investitionstätigkeit in der Schweiz erfordert daher ein zeitlich gestrafftes Verfahren und ein inhaltlich verlässliches Vorgehen zur Güterabwägung zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen.

Ohne entsprechende Lösungsansätze und Verfahrensstandards werden die gesteckten Ziele der Energiestrategie 2050 schwerlich zu erreichen sein, und die Schweizer Unternehmen werden verstärkt in ausländische Kraftwerksanlagen investieren. Durch diese vermehrten Investitionen im Ausland gehen in der Schweiz Arbeitsplätze verloren und die Wertschöpfung verlagert sich ins Ausland. Für den VPE ist es daher zentral, dass nicht nur Investitionsanreize geschaffen werden, sondern auch die Bewilligungsverfahren gestrafft und der administrative Aufwand reduziert wird. Dieses schafft für die Unternehmen Anreize und Planungssicherheit mit dem positiven Effekt vermehrt in der Schweiz zu investieren. Durch verstärkte inländische Investitionen werden in der Schweizer Energiewirtschaft Arbeitsplätze erhalten und neue geschaffen.

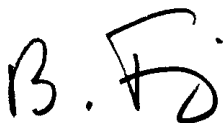
Projektierungskosten

Der VPE unterstützt, die gemäss Vorentwurf EnG Art. 26 Abs. 4 vorgesehene Unterstützung bei den aufwendigen Projektierungskosten für Neubau- und Erweiterungsprojekte der Wasserkraft. Für den VPE ist es jedoch nicht logisch, dass für die Windparkanlagen, die zum Teil noch auf grösseren Widerstand stossen, keine Unterstützung bei den Projektierungskosten gewährt wird. Es wird lediglich die Windmessung mit bis zu 40 % gefördert.

Wir danken ihnen, für die Möglichkeit zur Stellungnahme, und für Fragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüssen

VPE - Verband der Personalvertretungen
der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'B. Frieg'.

Dr. Bernd Frieg
Präsident

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'W. Bosshard'.

Walter Bosshard
Sekretär

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Elektronisch an: EnG@bfe.admin.ch

6. Juli 2020

Nadine Brauchli, Direktwahl +41 62 825 25 10, nadine.brauchli@strom.ch

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, zu den im Rahmen der Revision des Energiegesetzes vorgeschlagenen Änderungen und Neuerungen Stellung nehmen zu können. Er nimmt diese Gelegenheit gern wahr.

Die wichtigsten Forderungen des VSE in Kürze

Versorgungssicherheit:

- Für eine langfristig hohe Versorgungssicherheit beim Strom ist eine angemessene heimische Produktion zentral.
- Es braucht ausserhalb der Grosshandelsmärkte zusätzliche Anreize für den langfristigen Bestandserhalt und die Errichtung von Neuanlagen im Inland. Die Weiterführung von Fördermassnahmen ist dafür der pragmatische Weg. Anreize müssen auf den Beitrag zur Winterproduktion fokussiert werden.
- Die Förderinstrumente im Energiegesetz müssen auf das Erreichen der Ziele und Richtwerte ausgerichtet sein. Die Instrumente im Energie- und im Stromversorgungsgesetz und ihre Zielsetzung müssen sich ergänzen.
- Es ist Aufgabe des Bundes, quantitative Kriterien und Richtwerte für die Versorgungssicherheit zu definieren. Dazu ist eine Gesamtsicht und -strategie über Ziele und Massnahmen zu präsentieren.
- Nebst der Förderung der erneuerbaren Energien müssen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zahlreiche weitere Massnahmen getroffen werden.

Förderung erneuerbarer Energien:

- Die Umwandlung der Richtwerte in verbindliche Zielwerte und die Ausrichtung des Förderdispositivs auf 2035 werden begrüsst.
- Die Einführung von Ausschreibungen wird begrüsst, da es sich um ein wettbewerbliches Instrument handelt. Das Instrument der Ausschreibung sollte nicht im Voraus auf grosse Photovoltaikanlagen

beschränkt werden, sondern auch bei der Wasserkraft und grösseren Anlagen weiterer Technologien wie Windenergie oder Biomasse Anwendung finden.

- Die Ausschreibungen können sich grundsätzlich sowohl auf Kapazität als auch auf Einspeisung beziehen. Es sind verschiedene Ausgestaltungsvarianten zu prüfen. Ihre Wirksamkeit für die Investitionstätigkeit und ihre Auswirkungen auf die Endverbraucher sind aufzuzeigen.
- Die Ausschreibungen sollen dem zeitlichen Anfall der Produktion (v.a. im Winter) und der Regelbarkeit der Anlagen Rechnung tragen.
- Die Unterscheidung zwischen Gross- und Kleinanlagen ist beizubehalten. Für kleine Anlagen ist an der Einmalvergütung (ohne Ausschreibung) festzuhalten. Über den Zusammenschluss mehrerer kleiner Anlagen (Anlagegruppen) sollen diese an den Ausschreibungen teilnehmen können.
- Die Abnahme- und Vergütungspflicht ist auf eine unabhängige zentrale Stelle zu übertragen. Der Vergütungssatz soll schweizweit einheitlich sein und sich nach dem Marktpreis richten.
- Eine stärkere Investitionstätigkeit in der Schweiz erfordert ein verlässliches und absehbares Vorgehen zur Abwägung zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen und bedarf entsprechender Lösungsansätze und Verfahrensstandards.

Übergangsregelung:

- Der Übergang vom geltenden zum neuen Rahmen ist zu regeln. Die geltenden Regelungen wie die Priorisierung der erneuerbaren Energien inkl. Grosswasserkraft in der Grundversorgung, die Marktpremie und die Einspeisevergütung sind bis zur mindestens gleichwertigen Ablösung durch die Revision des Energiegesetzes beziehungsweise bis zur vollständigen Strommarktöffnung weiterzuführen.

1 Einleitende Bemerkungen zur Versorgungssicherheit

Fortführung der Fördermassnahmen für eine angemessene Inlandproduktion

Ein wesentliches Element einer hohen Versorgungssicherheit beim Strom in allen Jahreszeiten ist die Sicherstellung einer angemessenen heimischen Produktion. Ein mit der heutigen Situation vergleichbarer Grad an Eigenproduktion (Gross- und Kleinanlagen) dient als Absicherung gegen das zukünftige Risiko unzureichender Importmöglichkeiten. Der VSE hat die Gründe hierfür in seiner Stellungnahme zur Revision des StromVG¹ ausführlich dargelegt. Der VSE begrüsst daher die Absicht des Bundesrats, langfristige Planungssicherheit und Investitionsanreize für den Ausbau der erneuerbaren inländischen Stromproduktion sicherzustellen.

Der grenzüberschreitende Grosshandelsmarkt vermag die notwendigen Investitionsanreize nicht zu setzen. Es braucht daher Rahmenbedingungen, die zusätzliche Anreize bieten für den langfristigen Bestandserhalt und die Errichtung von Neuanlagen im Inland – unter Einhaltung der Ziele der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik. Dazu bevorzugt der VSE grundsätzlich nach wie vor ein Lenkungssystem. Aus realpolitischen

¹ Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019;
<https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

Gründen erachtet der VSE die Weiterführung von Fördermassnahmen indes als pragmatischen Weg und begrüsst, dass der Bundesrat diesen beschreiten will.

Die Schweiz weist seit jeher in der kalten Jahreszeit ein strukturelles Defizit auf. Dieses wird durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die Elektrifizierung, welche im Rahmen der Dekarbonisierung eine zentrale Rolle spielen wird (Wärmepumpen und Elektromobilität), weiter akzentuiert. Die Anreize müssen daher auf den Beitrag zur Winterproduktion fokussiert werden. Der Winterbeitrag soll entsprechend als Kriterium für die Ausrichtung von Förderbeiträgen dienen. Diese können beispielsweise aufgrund der saisonalen Einspeiseprofile abgestuft werden. Ergänzend könnte auch erwogen werden, die jahreszeitliche Verfügbarkeit als Kriterium heranzuziehen, wenn es gilt, gewisse Anlagen zu priorisieren und ihnen ein nationales Interesse zuzumessen. Die Anreize sind dabei darauf auszulegen, dass die definierten Ziele erreicht werden können.

Energie- und Stromversorgungsgesetz sollen sich ergänzen

Der Bundesrat beabsichtigt gemäss seinen Entscheiden vom 3. April 2020, nebst der bereits angekündigten Speicherreserve ein zusätzliches Instrument auf Stufe StromVG einzuführen, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Demnach sollen durch eine Änderung von Art. 9 StromVG zusätzliche Ausschreibungen für einen verstärkten Zubau von inländischen erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten durchgeführt werden können, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten abzeichnen sollte. Um dazu eine abschliessende Beurteilung vornehmen zu können, bedarf es einer detaillierteren Präsentation des Instruments und seiner Ziele im Rahmen der Botschaft. Grundsätzlich begrüsst der VSE die beabsichtigte Massnahme und ihren Fokus auf erneuerbare Energien. Gleichwohl sollte bedacht werden, dass die zentrale und dezentrale gasbasierte Stromproduktion (GUD, BHKW bzw. WKK) subsidiär eine Option hinsichtlich der Versorgungssicherheit sein kann. Wichtig ist für den VSE, dass sich die Zielsetzung der Instrumente im Energie- und im Stromversorgungsgesetz ergänzen. Überschneidungen und Wechselwirkungen sind zu vermeiden: Während die Fördermassnahmen im Energiegesetz auf das Erreichen der gesteckten Ziele zum langfristigen Bestandserhalt und Zubau ausgerichtet werden müssen, ist die Massnahme im StromVG als Sicherheitsnetz für die Versorgungssicherheit zu konzipieren. Notlösungen aufgrund von Art. 9 StromVG sollen daher nur dann zum Tragen kommen, wenn alle anderen Optionen ausgeschöpft wurden. Der ohnehin notwendige Kapazitätszubau ist entsprechend durch das Energiegesetz zu steuern und soll nicht auf andere Finanzierungskanäle verschoben werden. Eine parallele Beratung der Revisionen von Energie- und Stromversorgungsgesetz würde dazu beitragen, dies sicherzustellen.

Gesamtstrategie und Definition von Kriterien und Richtwerten

Es ist nun Aufgabe des Bundes, entsprechende quantitative Kriterien und Richtwerte für die Versorgungssicherheit zu definieren. Mit den Vorschlägen des Bundesrates zum Energiegesetz (Fördermassnahmen und Zielwerte erneuerbare Energien) und zum Stromversorgungsgesetz (Speicherreserve und Ausschreibungen Art. 9) stehen nun verschiedene Elemente im Raum. Allerdings fehlt eine Gesamtsicht und -strategie. Der VSE erwartet deshalb vom Bundesrat, dass er in seiner Botschaft die Zusammenhänge darstellt und seine Ziele und Vorstellungen präsentiert. Dabei sind die Risiken und Kosten, welche Bevölkerung und Wirtschaft zu tragen haben, zu berücksichtigen und aufzuzeigen.

Der VSE empfiehlt die Ziele so zu setzen, dass die Schweiz zu jedem Zeitpunkt im Jahr mindestens eine Selbstversorgungsfähigkeit von 14 Tagen aufweist. Besondere Aufmerksamkeit verdient bis auf Weiteres

das Ende des Winters, wenn die Füllstände der Speicherseen systembedingt tief sind und gleichzeitig das Risiko einer kalten Dunkelflaute besteht. Auch sollte sichergestellt werden, dass der Anteil an Eigenversorgung (d. h. der Anteil der inländischen Nettoerzeugung am Landesverbrauch) im Winterhalbjahr im Durchschnitt fünf aufeinander folgender Jahre nicht unter 80% fällt². Auch die ECom empfiehlt, dass «ein substantieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird»³. Die Eigenproduktion sollte gemäss der ECom «so dimensioniert werden, dass der Winter-Import unterhalb der 10 TWh-Schwelle gehalten werden kann»⁴. Dies entspricht in etwa dem vom VSE vorgeschlagenen durchschnittlichen Eigenversorgungsanteil von 80%. Dazu fordert die ECom entsprechende «Anreize für den Erhalt einer angemessenen inländischen (Winter-)Produktion»⁵ und «hält geeignete Massnahmen für den Zubau von fünf bis zehn TWh inländischer Winterproduktion für unerlässlich»⁶.

Förderung allein reicht nicht

Schliesslich weist der VSE darauf hin, dass eine Förderung erneuerbarer Energien allein nicht ausreicht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dazu müssen zahlreiche weitere Massnahmen getroffen werden, insbesondere zur Sicherstellung der Netzsicherheit sowie der Import- und Exportmöglichkeiten, zum Einbezug der Endverbraucher ins Energiesystem und zur Ermöglichung von sektorenübergreifenden Lösungsansätzen:

- Versorgungssicherheit bedingt auch Netzsicherheit. Diese setzt eine netztechnische Integration der erneuerbaren Energien ins Gesamtsystem voraus. Dazu ist ein zeitgerechter Um- und Ausbau des Stromnetzes notwendig. Der Ausbaubedarf des Netzes kann durch die Möglichkeit für ein Einspeise- bzw. Lastmanagement («Peak Shaving») deutlich reduziert werden. Eine entsprechende Massnahme muss den Ausbau der dezentralen Einspeisung begleiten.
- Die Aufrechterhaltung des systemrelevanten Austauschs mit den Nachbarländern spielt eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit. Eine technisch und kommerziell möglichst uneingeschränkte Einbettung in das europäische Umfeld setzt ein abzuschliessendes Stromabkommen voraus. Vertiefte Untersuchungen des Bundes über die Auswirkungen eines fehlenden Stromabkommens sind noch ausstehend.
- Auch ein Einbezug der Endverbraucher trägt zur Versorgungssicherheit bei. Diese verfügen über ein Flexibilitätspotenzial, das ihnen die Möglichkeit gibt, ihren Strombedarf zeitlich zu steuern. Sie können durch eine Anpassung an die Angebotssituation einen aktiven Beitrag an das Energiesystem leisten. Auch Energieeffizienz- und Energiesparmassnahmen unterstützen die Versorgungssicherheit, indem der Nachfrageanstieg reduziert wird.
- Speicher spielen für das Austarieren des Energiesystems eine zunehmend wichtige Rolle. Nebst der Wasserkraft werden künftig auch weitere Speichertechnologien zum Einsatz kommen. Die geltenden regulatorischen Bedingungen bauen für die Nutzung neuer Speichersysteme hohe Hürden auf. Alle Systeme sollen daher gleich behandelt werden, sofern sie die gleichen Voraussetzungen erfüllen.
- Schliesslich kann die Sektorkopplung einen Beitrag an die Versorgungssicherheit leisten, indem Synthetik- oder Biogas gezielt zur Energiespeicherung, zur Winterproduktion und zur Abfederung von

² Diese VSE-Zielwerte sind keine exakt hergeleiteten energiewirtschaftlichen Grössen, sondern vielmehr vom VSE präferierte und aus der Vergangenheit abgeleitete Zielwerte, um sich gegen das Risiko abnehmender Exportfähigkeit der umliegenden Länder abzusichern.

³ Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018, Bericht der ECom, 2018; Seite 60; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2018/Stromversorgungssicherheit%20der%20Schweiz%202018.pdf>

⁴ Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion, Grundlagenpapier der ECom, 2020; Seite 9; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/grundlagenpapierwinterproduktion.pdf>

⁵ Tätigkeitsbericht der ECom 2019; Seite 64; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/taetigkeitsbericht2019.pdf>

⁶ Medienmitteilung der ECom vom 4. Juni 2020; <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-79322.html>

Lastspitzen eingesetzt werden kann. Die Vorschläge des Bundesrates zu den verschiedenen Gesetzgebungsvorhaben bewegen sich weiterhin innerhalb der jeweiligen Systemgrenzen. Künftig müssen jedoch auch vermehrt sektorübergreifende Ansätze zum Tragen kommen, indem im Einklang mit den Klimazielen der Beitrag von erneuerbarer Wärme, erneuerbaren Gasen und Biomasseanlagen zur Energieversorgung berücksichtigt wird.

2 Bemerkungen zur Förderung erneuerbarer Energien

Erhöhung der Planungssicherheit durch verbindliche und langfristige Ziele und Massnahmen

Der VSE begrüsst die Umwandlung der Richtwerte in verbindliche Zielwerte auf Gesetzesstufe. Sie erhöhen die Planungssicherheit und ermöglichen die zielgerichtete Steuerung des Ausbaus heimischer Produktion. Die Ausrichtung des Zielpfades für alle Technologien auf den Horizont 2035 erachtet der VSE als sachlogisch und richtig. Es ist somit grundsätzlich sinnvoll, auch das Förderdispositiv auf diesen Zeithorizont gesetzlich zu verankern und durch die Festlegung von Ausbauzielen bis 2050 eine längerfristige Perspektive aufzuzeigen.

Der Bundesrat weist in seinen Erläuterungen darauf hin, dass die laufenden Arbeiten an den Energieperspektiven gegenüber den Berechnungen aus dem Jahr 2013 auf einen deutlich höheren Strombedarf im Jahr 2050 hindeuten und folgedessen das Produktionsziel im Energiegesetz in der Grössenordnung 50% höher ausfallen müsste⁷. Die Definition der Ziele und Massnahmen müsste entsprechend in diesem Licht überprüft werden.

Ausschreibungen für alle Technologien für eine kosteneffiziente Förderung

Der VSE begrüsst die Einführung von Ausschreibungen, da es sich um ein wettbewerbliches Instrument handelt. Erfahrungen aus dem Ausland illustrieren den Nutzen von Ausschreibungen bei der Ermittlung der Förderbeiträge. Mittels Ausschreibungen können die Förderbeiträge pro Kilowattstunde reduziert werden, so dass mit den begrenzten Fördermitteln mehr erneuerbare Energien ausgebaut werden können. Darüber hinaus haben Ausschreibungen den Vorteil, dass sie einfacher zu handhaben sind als administrierte Förderbeiträge, deren Höhe anhand der individuellen Kosten- und Ertragssituation berechnet wird. Das Instrument der Ausschreibung sollte daher nicht im Voraus auf grosse Photovoltaikanlagen beschränkt werden. Sofern ausreichend Projekte vorhanden sind, sollten Ausschreibungen bei der Wasserkraft und grösseren Anlagen weiterer Technologien wie Windenergie oder Biomasse ebenfalls Anwendung finden.

Im Detail zeigen sich verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten: Sie können sich grundsätzlich auf Kapazität oder auf Einspeisung beziehen. In Diskussion stehen dazu Ausschreibungen von Investitionsbeiträgen oder gleitenden Marktprämien. Beide Modelle haben ihre Vorteile. Die denkbaren Ausgestaltungsvarianten sind durch den Bundesrat zu prüfen. Ihre Wirksamkeit für die Investitionstätigkeit und ihre Auswirkungen auf die Endverbraucher sind aufzuzeigen.

⁷ Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage; Seite 12

Die Winterversorgung stellt für die Schweiz wie bereits erwähnt eine Herausforderung dar. Umso wichtiger ist die Produktion der erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr. Die Ausschreibung soll deshalb auf den Beitrag zur Winterproduktion und die Regelbarkeit der Anlagen fokussieren. Produktion im Winter ist deutlich höher zu bewerten und zu vergüten als ein Beitrag im Sommer.

Unterscheidung zwischen Gross- und Kleinanlagen

Auch weiterhin ist zwischen Gross- und Kleinanlagen zu unterscheiden. Für kleine Anlagen ist an der Einmalvergütung (ohne Ausschreibung) festzuhalten, da es sich dabei um ein für kleine Produzenten etabliertes, eingespieltes und in der administrativen Abwicklung effizientes System handelt. Die Einmalvergütung sollte so ausgestaltet werden, dass die Dachflächen bei Photovoltaik maximal ausgenutzt werden. Zudem sollte bei allen Technologien geprüft werden, ob vermehrt Anreize für die Winterproduktion gesetzt werden können. Gleichzeitig ist die Möglichkeit zu schaffen, mehrere kleine Anlagen zusammen zu vermarkten (Anlagegruppen), so dass diese gemeinsam in die Kategorie der grossen Anlagen fallen und am Ausschreibungsverfahren teilnehmen können.

Die Schwelle zwischen Gross- und Kleinanlagen soll statt auf Gesetzes- erst auf Verordnungsstufe definiert werden. Dies schafft mehr Flexibilität und gibt dem Bundesrat die Möglichkeit, die Aufteilung besser auszustarieren. In diesem Sinn plädiert der VSE generell dafür, auf Gesetzesstufe möglichst nur Grundsätze, Eckwerte und Methoden festzulegen und Details auf Verordnungsstufe zu regeln. Dies vereinfacht notwendige Anpassungen nach regelmässiger Überprüfung, wobei die Rechts- und Planungssicherheit aufrechterhalten werden muss.

Bestandserhalt ist für die Zielerreichung unabdingbar

Nicht nur Neuinvestitionen in die Stromproduktion tragen zu den Zielen der Energiestrategie 2050 bei; ebenso relevant sind Bestandserneuerungen von Anlagen erneuerbarer Energie. Sie sind daher grundsätzlich vergleichbar zu unterstützen. Entsprechend lehnt der VSE den vorgesehenen Ausschluss von Erneuerungsinvestitionen in die Wasserkraft ab.

Die Wasserkraft bildet heute wie auch künftig das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung und liefert den weitaus grössten Anteil an der erneuerbaren Stromproduktion. Ihr Zubaupotenzial ist weitgehend ausgeschöpft. So beurteilt das BFE das Realisierungspotenzial selbst unter optimierten Nutzungsbedingungen nur gerade bei 11 bekannten Projekten als positiv⁸. Gleichzeitig schätzt das BFE das Produktionspotenzial von Erneuerungen und Erweiterungen höher ein als das von Neubauten⁹. Bei der Wasserkraft gilt deshalb und aufgrund ihrer Systemrelevanz umso mehr, dass nicht nur der Zubau, sondern vor allem der langfristige Erhalt der bestehenden Produktion angestrebt werden muss.

Entgegen der Darstellung im Erläuternden Bericht werden bei grossen Wasserkraftanlagen bei ungenügender Rentabilität und fehlenden Mitteln keine echten Erneuerungen vorgenommen. Bei länger während tiefen Preisen können Erneuerungsinvestitionen nicht amortisiert werden und werden zu Gunsten von Notreparaturen unterlassen. Dies geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.

⁸ Wasserkraftpotenzial der Schweiz, Bundesamt für Energie, 2019; Seite 31; <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/58259.pdf>

⁹ Medienmitteilung des Bundesamts für Energie vom 2. September 2019; <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76258.html>

Daneben bremst auch die unverändert hohe und starre Abgabenbelastung Erneuerungsinvestitionen, da sie die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft je nach Marktsituation stark beeinträchtigt und diese gegenüber Importstrom benachteiligt. Eine Flexibilisierung des Wasserzinses bleibt deshalb für die Wasserkraft weiterhin ein zentraler Faktor. In den nächsten drei Jahrzehnten steht für das Gros der bestehenden Wasserkraftwerke die Konzessionserneuerung an. Das Restwertentgelt bei den Verhandlungen zur Heimfallverzichtsentschädigung ist mit grossen Unsicherheiten verbunden. Auch aus diesem Grund werden die Erneuerungsinvestitionen auf das notwendige Minimum beschränkt.

Erneuerungen der bestehenden Anlagen können aus diesen Gründen nicht als gegeben angenommen werden. Sie sind indes gleich wie Neuinvestitionen ein zentrales Element zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik. Können reguläre Neukonzessionierungen und sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen erfolgen, dient dies nicht nur der Stromversorgung, sondern auch der Umwelt, da so die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz zügiger stattfinden kann. Es braucht daher weiterhin Massnahmen, welche die Bestandserneuerung sicherstellen. Ein allfälliges erneuerbares Standardprodukt in der Grundversorgung ist dazu nicht geeignet. Insbesondere im Fall einer vollständigen Strommarktöffnung ist der Absatz in die Grundversorgung zu klein und zu unsicher, um die erhofften Signale für Erneuerungsinvestitionen in heimische erneuerbare Energien, insbesondere Wasserkraft, zu bewirken.

Systemänderung bei der Abnahme- und Vergütungspflicht

Gemäss seinen Entscheiden vom 3. April 2020 will der Bundesrat die Umsetzung der vollständigen Strommarktöffnung weiter vorantreiben. Damit wird eine Systemänderung bei der Abnahme- und Vergütungspflicht unumgänglich. Die Abnahme von Strom kann im Sinn der Entflechtung nicht Aufgabe des Verteilnetzbetreibers sein. Zudem ist die Abnahme- und Vergütungspflicht mit einer vollständigen Strommarktöffnung nicht vereinbar¹⁰. Die Abnahme und Vergütung hat künftig nicht mehr durch jeden einzelnen Verteilnetzbetreiber zu erfolgen, sondern ist durch eine unabhängige zentrale Stelle sicherzustellen. Dabei ist zudem eine schweizweit einheitliche Vergütung anzustreben, welche sich wie vom Bundesrat vorgesehen nach dem Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung richtet. Auch die Abnahme und Vergütung von Strom ist zudem in den Gesamtkontext der Förderung einzuordnen und mit den übrigen Instrumenten abzustimmen.

Eine erfolgreiche Förderung bedingt die Akzeptanz der Anlagen

Schliesslich weisen wir darauf hin, dass für das Erreichen der Ziele der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik der Beitrag aller in der Schweiz verfügbaren Technologien notwendig sein wird. In den vergangenen Jahren hat sich indes gezeigt, dass statt in der Schweiz vermehrt im Ausland investiert wurde. Grund dafür sind nicht nur die weniger attraktive Wirtschaftlichkeit der Anlagen, sondern auch administrative Hürden, die sich namentlich bei der Windenergie aus den mehrstufigen Verfahren ergeben (Raumplanung und eigentliches Bewilligungsverfahren). Vielfach zeigt sich fehlende Akzeptanz bei Betroffenen oder einzelnen Interessengruppen. Eine stärkere Investitionstätigkeit in der Schweiz erfordert daher ein zeitlich absehbares und inhaltlich verlässliches Vorgehen zur Güterabwägung zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen. Ohne entsprechende Lösungsansätze und Verfahrensstandards werden die gesteckten Ziele schwerlich zu erreichen sein.

¹⁰ Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019;
<https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

Übergangsregelung bis zum Inkrafttreten des neuen Rahmens

Verschiedene Fördermassnahmen sind bis Ende 2022 befristet. Dazu gehören neben der Einspeisevergütung insbesondere die Marktprämie für die Wasserkraft und damit einhergehend die Priorisierung der inländischen erneuerbaren Energien inkl. Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG und Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG). Aus heutiger Perspektive muss davon ausgegangen werden, dass die Revision des Energiegesetzes nicht zeitgerecht auf den 1. Januar 2023 in Kraft treten wird. Es braucht deshalb eine Übergangsregelung, in deren Rahmen die geltenden Massnahmen bis zum Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes und bis zu deren Ablösung durch mindestens gleichwertige neue Instrumente weitergeführt werden. Die Regelung betreffend Grundversorgung steht zudem im Zusammenhang mit den im Stromversorgungsgesetz geplanten Änderungen. Diese muss daher bis zum Inkrafttreten der vollständigen Strommarktöffnung weitergeführt werden. Ein mehrmaliger Regimewechsel in der Grundversorgung kurz vor der Marktöffnung wäre mit grossen Unsicherheiten und Aufwänden verbunden und soll somit im Gesamtinteresse vermieden werden.

3 Bemerkungen zu geplanten Änderungen im Bereich des StromVG

In seinen Entscheiden vom 3. April 2020 hat der Bundesrat verschiedene Weichenstellungen im Bereich der Revision StromVG vorgenommen. Zu den im Rahmen der Vernehmlassung unterbreiteten Vorschlägen hat der VSE bereits Stellung genommen¹¹. In verschiedenen Bereichen hat der Bundesrat nun neue oder geänderte Regelungen in Aussicht gestellt, die der VSE im Folgenden kommentiert.

Datenhub

Wie bereits in seiner Stellungnahme vom 23. Januar 2019 festgehalten, unterstützt der VSE im Hinblick auf eine vollständige Marktöffnung den Aufbau eines oder mehrerer Datenhubs mit Messpunktregister (Data-hubs light). Es sind bereits entsprechende Initiativen der Branche am Laufen. Der VSE hält deshalb daran fest, dass vor einer Intervention des Bundes subsidiären Lösungen Raum gegeben werden soll, wie dies auch gemäss Art. 3 StromVG vom Gesetzgeber vorgesehen wurde. Solchen Lösungen ist grundsätzlich der Vorzug gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften zu geben. Zentral ist zudem, dass die Möglichkeit offengehalten wird, mehrere Datenhubs einzurichten. Der VSE unterstützt den Wettbewerb bei Datenhubs, so dass die Netzbetreiber zwischen verschiedenen Anbietern wählen können. Dies setzt eine standardisierte Kommunikation (SDAT) zwischen den Datenhubs voraus.

Quartierstrom

Sofern mit der nächsten Revision des StromVG auch die vollständige Strommarktöffnung umgesetzt wird, ist Quartierstrom ab dann möglich, da ab diesem Zeitpunkt jeder Endverbraucher, auch mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh, den Energielieferanten frei wählen kann. Quartierstrom und vergleichbare Projekte ermöglichen Innovation und sind somit ein Treiber für neue zukunftsorientierte Lösungsansätze, welche insbesondere auch eine aktive Teilnahme der Endverbraucher an der Energieversorgung ermöglichen. Für die

¹¹ Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019;
<https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden in einem elektrischen Netz rund um die Uhr sämtliche Netzebenen z.B. für Spannungs- und Frequenzhaltung beansprucht. Dies gilt auch für jene Zeiten, in denen der Strom innerhalb des gleichen Ortsnetzes erzeugt wird. Für den Bezug von Quartierstrom muss dies – unabhängig von der Distanz zwischen Einspeise- und Entnahmestelle – auch bei den Netzkosten Berücksichtigung finden. Die vom Quartierstrom-Teilnehmer verursachten Kosten dürfen nicht auf die anderen Kunden eines Verteilnetzbetreibers umgewälzt werden. Der VSE lehnt daher zum jetzigen Zeitpunkt spezifische Netztarife für Quartierstrom ab. Die Netztarifierung muss generell an die heutige Realität angepasst werden¹². In diesem gesamtheitlichen Kontext sind geeignete Tarifmodelle zu prüfen.

Regulatory Sandbox

Innovation braucht ein liberales Umfeld, was der aktuelle, insbesondere in Bezug auf die Netztarifierung einengende Regulierungsrahmen im Strombereich nicht zu gewährleisten vermag. Daher ist grundsätzlich mehr Gestaltungsfreiraum für die Branchenakteure anzustreben und sind gezielt Spielräume für innovative Ansätze zu schaffen. Entsprechend unterstützt der VSE die Möglichkeit, innovative Modelle in Abweichung vom StromVG zu testen. Eine nähere Beurteilung ist jedoch erst möglich, wenn konkrete Ausgestaltungsvorschläge des Bundesrats zu den Bedingungen für solche Projekte vorliegen. Grundsätzlich ist der VSE der Meinung, dass Vorhaben unter Beanspruchung der Regulatory Sandbox örtlich begrenzt und zeitlich befristet sein sollen, durch die Behörden soweit wie nötig zu begleiten sind und die Erkenntnisse daraus in geeigneter Form publiziert werden sollen. Zudem ist der administrative Aufwand tief zu halten.

Messwesen

Die Vernehmlassungsergebnisse zur Revision des StromVG haben gezeigt, dass eine Teilliberalisierung im Bereich des Messwesens nicht mehrheitsfähig ist. Der Bundesrat will nun stattdessen eine vollständige Liberalisierung prüfen. Der VSE lehnt sowohl eine Teilliberalisierung wie auch eine weitergehende Liberalisierung des Messwesens weiterhin klar ab. Das bestehende, systemzentrisch ausgerichtete Messwesen ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Eine Liberalisierung bringt dagegen einen erheblichen Mehraufwand. Die volkswirtschaftlichen Kosten wären grösser als das Ertragspotenzial. Dies bestätigen auch internationale Erfahrungen (z.B. Deutschland).

Eine Aufteilung des Messwesens setzt eine umfassend ausgestaltete und kostspielige Regulierung voraus. Eine Rollenaufteilung ist zudem mit unnötigen Risiken in Bezug auf die Datensicherheit verbunden. Die Energiestrategie 2050 verpflichtet die Netzbetreiber, den Rollout intelligenter Messsysteme umzusetzen. Gleichzeitig wurden durch Gesetz und Verordnung die entsprechenden Kosten den Netzkosten und somit dem Monopol zugeordnet. Netzbetreiber, die diesen gesetzlichen Auftrag nach Treu und Glauben umsetzen, laufen Gefahr, bei einer Liberalisierung mit nicht-amortisierbaren Kosten konfrontiert zu werden. Zudem würden die Synergien zwischen Messung und Netzführung beeinträchtigt. Eine Liberalisierung widerspricht damit den Zielen der Energiestrategie 2050, indem sie Smart-Grid-Lösungen und die Nutzung von Synergien mit Gas- oder Wärmenetzen (Sektorkopplung) sowie der Wasserversorgung erschwert.

Die vom Bundesrat als Begründung für die vollständige Liberalisierung vorgebrachten Probleme bei der Preissetzung und mit der Datenqualität vermag eine Liberalisierung und Ausweitung der Regulierung nicht

¹² Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019;
<https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

zu rechtfertigen. Die Überwachung von Preis und Qualität durch die ElCom ist bereits heute möglich: Sie kann bei Netzbetreibern, welche nicht in der Lage sind, die Messdaten in geforderter Qualität und Verfügbarkeit sowie zu angemessenen Kosten bereitzustellen, mit korrigierenden Massnahmen eingreifen.

4 Anträge zu einzelnen Aspekten der Vorlage

4.1 Anträge und Bemerkungen zum Fördersystem

Ausschreibungen

Der VSE verzichtet darauf, zum Fördersystem Anträge auf Gesetzesstufe zu formulieren. Stattdessen fordert er den Bundesrat auf, seine Vorschläge entlang der folgenden Eckpunkte zu überarbeiten:

Antrag:

- Für die Förderung der Wasserkraft und grosser Anlagen aller anderen erneuerbaren Energien sind Ausschreibungen durchzuführen. Für Anlagen unterhalb der jeweiligen Schwellenwerte sollen Einmalvergütungen (ohne Ausschreibungsverfahren) beantragt werden können.
- Die Abgrenzung zwischen den Anlagen mit und ohne Ausschreibungsverfahren sollen erst auf Verordnungsstufe festgelegt werden. Aus Sicht des VSE sind dabei folgende Schwellenwerte anzustreben:
 - Photovoltaik: Ausschreibungen ab einer Leistung von 400 kWp
 - Windenergie: Ausschreibungen ab einer Leistung von 10 MW
 - Wasserkraft: Ausschreibungen für Neuanlagen ab einer Leistung von 1 MW sowie erheblich erweiterte und erneuerte Anlagen ab einer Leistung von 300 kW. Unterhalb dieser Schwellen soll aus ökologischen Gründen weiterhin keine Förderung gewährt werden.
- Ausgestaltung der Ausschreibungen:
 - Die Ausschreibungen sollen dem zeitlichen Anfall der Produktion (v.a. im Winter) und der Regelbarkeit der Anlagen Rechnung tragen.
 - Kleine Anlagen sollen über den Zusammenschluss mehrerer kleiner Anlagen (Anlagegruppen) an den Ausschreibungen teilnehmen können.
 - Anlagen mit Eigenverbrauch sind grundsätzlich getrennt von Anlagen ohne Eigenverbrauch zu auktionieren. In der Praxis stellen sich für Anlagen mit Eigenverbrauch jedoch zahlreiche Abgrenzungsschwierigkeiten. Der Bundesrat wird daher gebeten, verschiedene Optionen mit Vor- und Nachteilen aufzuzeigen.
 - Die Ausschreibungen können sich grundsätzlich sowohl auf Kapazität als auch auf Einspeisung beziehen. Es sind verschiedene Ausgestaltungsvarianten zu prüfen. Ihre Wirksamkeit für die Investitionstätigkeit und ihre Auswirkungen auf die Endverbraucher sind aufzuzeigen.
- Es ist zu prüfen, ob über eine Abstufung von Förderbeiträgen in der Einmalvergütung differenzierte Anreize gesetzt werden können für unterschiedliche saisonale Einspeisepprofile.
- Erneuerungen sind grundsätzlich ebenfalls zu fördern, um den Bestandserhalt sicher zu stellen.

Eventualantrag:

Sollte der Bundesrat auf die Einführung von Ausschreibungen für weitere Anlagen ausser von grossen Photovoltaikanlagen verzichten, beantragt der VSE folgende Änderungen in Art. 26:

Eventualantrag:

Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

- 1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:
 - a. neue Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mindestens 1 MW;
 - b. erhebliche Erweiterungen von Anlagen, die nach der Erweiterung eine Leistung von mindestens 300 kW aufweisen; und
 - c. erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW ~~und höchstens 5 MW.~~
- ~~2 Kein Anspruch auf einen Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs.~~
- 3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt ~~für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.~~
- 4 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach ~~den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2~~ erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.
- 5 Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.
- 6 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss Absatz 1 ausnehmen, sofern sie:
 - a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und
 - b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind.
- 7 Das UVEK bezeichnet Anlagen, die aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Ziele nach Artikel 2 Absatz 2 bei der Gewährung des Beitrags nach Absatz 1 Buchstaben a und b prioritär behandelt werden.

Teilnahmeberechtigung an Auktionen

Der Bundesrat weist in seinen Erläuterungen darauf hin, dass nur baureife Photovoltaikanlagen an Ausschreibungsverfahren teilnahmeberechtigt sind¹³. Diese Bedingung scheint sehr restriktiv und muss im Rahmen der Botschaft näher erläutert werden. Im Bereich Photovoltaik genügt für den Investitionsentscheid eine Projektskizze, ohne dass die Anlage bereits bis zur letzten Schraube fertig entwickelt sein muss. Auf das Erfordernis einer vollständigen, baureifen Ausarbeitung einer Photovoltaikanlage soll daher verzichtet werden. Eine Zusicherung des Unternehmers, dass die Anlage mit den entsprechenden Förderansätzen realisiert wird, sollte ausreichen.

¹³ Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage; Seite 16

Projektierungskosten

Wir begrüßen es, dass Projektanten einen Teil der Projektierungskosten auch dann entschädigt erhalten, wenn ein Projekt letztlich nicht realisiert werden kann. Dies fördert die Initialisierung von Projekten, deren Machbarkeit nicht von vornherein feststeht. Diese Regelung soll für Windkraftanlagen ebenso gelten wie für Wasserkraftwerke und Geothermieranlagen. Auch sie haben hohe Projektierungskosten und tragen zur Winterproduktion bei.

Antrag:

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

3 Für die Projektierung von neuen Windenergieanlagen und für Windmessungen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten ~~Windmessungskosten~~ und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.

4.2 Anträge und Bemerkungen zur Abnahme- und Vergütungspflicht

Die Abnahme- und Vergütungspflicht für Verteilnetzbetreiber ist mit einer vollständigen Strommarktöffnung unvereinbar. Der VSE lehnt eine Weiterführung dieser Pflicht daher ab. Stattdessen ist die Abnahme und Vergütung durch eine unabhängige zentrale Stelle zu übernehmen, die die abgenommene Energie am Markt veräussert. Die Vergütung hat sich am Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung zu orientieren.

Die Leistungswerte für Anlagen, welche die Abnahme- und Vergütungspflicht in Anspruch nehmen können, sollen ähnlich sein wie die Grenzen bei der Direktvermarktung. Die vorgeschlagene Formulierung lehnt sich daher an Art. 21 EnG (Direktvermarktung) an. Eine technologiespezifische Ausgestaltung ist denkbar.

Die Regelung für Biogas (Art. 15 Abs. 1 Bst. b EnG) soll nicht gestrichen werden. Das Thema ist Gegenstand der Regelung im Bereich des Gasversorgungsgesetzes und soll dort behandelt werden. Die Regelung in einem separaten Artikel erleichtert dies.

Antrag:

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität

- 1 **(neu)** Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.
- 2 **(neu)** Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.
- 3 **(neu)** Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.
- 4 **(neu)** Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.
- 5 **(neu)** Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis (Art. 23).
- 6 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.

Art. 15a (neu) Abnahme- und Vergütungspflicht von Biogas

...

4.3 Anträge und Bemerkungen zum Einspeisemanagement

Eine Integration der erneuerbaren Energien ins Gesamtsystem ist für einen erfolgreichen Ausbau dieser Erzeugung unerlässlich. Der VSE hat bereits in seiner Stellungnahme zur Revision StromVG¹⁴ darauf hingewiesen, dass ein massiver dezentraler Zubau von Photovoltaikanlagen einen volkswirtschaftlich unverhältnismässigen Netzausbau nach sich zieht, sofern die Einspeisung der gesamten Produktion garantiert werden muss. Umgekehrt kann durch eine Begrenzung der Netzeinspeisung proportional zur installierten Leistung bei PV-Anlagen ein teurer Netzausbau vermieden werden. Eine Begrenzung auf 70% verringert die insgesamt eingespeiste Energie selbst ohne lokalen Speicher um maximal rund 3%¹⁵. Im Gegenzug sinken die nötigen Investitionen ins Netz erheblich.

Der Bundesrat hat eine entsprechende Massnahme in seinen Erläuterungen zur Vernehmlassung der Revision StromVG ebenfalls als vielversprechende Option dargestellt. Ferner empfiehlt er die in dieselbe Richtung zielende und inzwischen von National- und Ständerat angenommene Motion 19.3755 «Volkswirtschaftlich effiziente Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze» zur Annahme¹⁶. Der VSE beantragt daher weiterhin, als flankierende Massnahme zur Förderung erneuerbarer Energien eine entsprechende Peak-Shaving-Regelung ins Stromversorgungsgesetz aufzunehmen. Alternativ wäre auch ein auf finanziellen Anreizen basierender Mechanismus denkbar, indem das Ausrichten von Beiträgen an die Bedingung geknüpft wird, dass die maximale Netzeinspeisung zur Netzentlastung unentgeltlich auf 70% der Peakleistung begrenzt wird.

Antrag:

Aufnahme einer Regelung im Stromversorgungsgesetz:

(s.a. Antrag des VSE zu Art. 17b^{bis} Abs. 3 StromVG in seiner Stellungnahme vom 23. Januar 2019)

Die Einspeisung in das Netz von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Solarenergie kann durch den Netzbetreiber unentgeltlich um maximal 3 Prozent der jährlichen Produktionsmenge reduziert werden. Hierzu rüsten Betreiber von Anlagen grösser 30 kVA ihren Anschlusspunkt an das Verteilnetz mit technischen Einrichtungen aus, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Die maximale Wirkleistungseinspeisung von Anlagen bis und mit 30 kVA ist auf 70 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen.

¹⁴ Stellungnahme des VSE zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 23. Januar 2019; <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

¹⁵ Zahlen für das Mittelland: Hoher Stromertrag von Schweizer PV-Anlagen auch mit Leistungsbegrenzung, Jürg Rohrer & Franziska Dammeier, Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW, Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, Wädenswil, 2016

¹⁶ Volkswirtschaftlich effiziente Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze, Motion Guhl Bernhard, 19.3755; <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20193755>

Eventualantrag:

Art. 15 (EnG)

7 Bei Photovoltaikanlagen erfolgt die Abnahme der Energie entschädigungslos, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt einen bestimmten Anteil der installierten Pannelleistung überschreitet. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

4.4 Bemerkung betreffend nicht amortisierbare Mehrkosten

Die Aufhebung der Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten bei der Festlegung der Ansätze in Art. 29a Abs. 2 EnG wird begrüsst. Dieses Kriterium ist zwar als ökonomisches Prinzip richtig. Die Anwendung bedarf jedoch so vieler Annahmen, dass das Ergebnis willkürlich scheint. So wurde beispielsweise die künftige Preisentwicklung (PFC) überschätzt, so dass damit kaum ein Investitionsanreiz geschaffen wurde. Die nun vorgesehene Aufhebung führt jedoch zu einer zwischenzeitlichen Rechtsunsicherheit. Daher wird der Bundesrat gebeten, mit der Botschaft auszuführen, welches alternative Kriterium künftig für die Festlegung der Beiträge angewendet werden soll.

4.5 Antrag und Bemerkung betreffend Weiterführung der bestehenden Massnahmen

Zur Vermeidung von Systemwechseln insbesondere in der Grundversorgung zwischen Ende 2022 und der Inkraftsetzung der revidierten Fassungen von Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz sind die geltenden Massnahmen fortzuführen. Dies gilt insbesondere für die Priorisierung der erneuerbaren Energien in der Grundversorgung und damit zusammenhängend die Marktprämie. Eine entsprechende Übergangsregelung ist vorgängig in einer separaten, schlanken und zügig zu behandelnden Vorlage vorzusehen.

Antrag:

Art. 38 Auslaufen der Unterstützungen

2 Ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der vollständigen Marktöffnung (Art. 6 StromVG) 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme. Für allfällige Rückfragen oder zur Diskussion stehen wir gerne zur Verfügung.



Michael Frank
Direktor



Nadine Brauchli
Bereichsleiterin Energie

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Per E-Mail an EnG@bfe.admin.ch

Nidau, 8. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes: Vernehmlassungsantwort

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Sommaruga
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zur geplanten Revision des Energiegesetzes Stellung nehmen zu können. Wir tun dies mit der Sicht der Verteilnetzbetreiber. Wir unterstützen die vorgeschlagenen Anpassungen im EnG und das Ziel, die erneuerbare Stromproduktion und deren Anwendungen umsetzbar zu machen. Wir wollen als Kompetenzzentrum für Verteilnetze aktiv zur Zielerreichung beitragen, indem wir die Herausforderungen und mögliche Massnahmen aufzeigen und zu Lösungen beitragen.

Wir begrüssen Ihre Einschätzung, dass zur Erreichung der Ausbauziele der erneuerbaren dezentralen Stromerzeugung die nötigen Rahmenbedingungen für Verteilnetze mit der Überarbeitung des Stromversorgungsgesetzes zu berücksichtigen sind. Es ist eminent wichtig, dass den Verteilnetzbetreibern anstelle von unnötigen Regelungen und Hindernissen Handlungsfreiräume gegeben werden, um Lösungen erarbeiten und umsetzen zu können. Der Zusammenhang zwischen Netzkosten und Verbrauchsverhalten der Kunden soll der Bevölkerung bewusst gemacht werden. Dafür braucht es Unterstützung von Bund und Behörden. In diesem Sinne verstehen sich unsere beiden Anträge hier unten.

Der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) versteht sich als Vertreter der Schweizer Verteilnetzbetreiber. Der VSGS bündelt die Aktivitäten von 12 Verteilnetzbetreibern. Diese Verteilnetzbetreiber verantworten etwa 50% der Messpunkte im Lande. Wir sind überzeugt, dass die Anpassungen des EnG unter angemessener Berücksichtigung der nötigen Folgen und Handlungsfreiräume für die Netzbetreiber in der Revision StromVG umsetzbar sind, sowie bei Berücksichtigung unserer vorgeschlagenen Ergänzungen verbessert werden kann.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Urs Meyer".

Dr. Urs Meyer
Präsident
Verein Smart Grid Schweiz

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Andreas Beer".

Dr. Andreas Beer
Geschäftsführer
Verein Smart Grid Schweiz

Antrag 1: Ermöglichung einer PV-Einspeiselimitierung zugunsten eines effizienten Netzausbaus und zur Erhöhung der durch PV-Anlagen ins Netz einspeisbaren Energiemenge

Mit der Energiestrategie 2050 wird wesentlich mehr Strom mit PV-Anlagen produziert. PV-Anlagen speisen typischerweise gleichzeitig ins Netz ein. Die maximale Produktion erreichen sie allerdings nur über eine kurze Zeitdauer pro Jahr. Das Verteilnetz muss auf diese Leistungsspitzen ausgelegt werden. Mit einer sinnvollen Limitierung der Einspeiseleistung kann der kostspielige Netzausbau beschränkt werden, und zwar mit sehr wenig Energieverlust für die Produzenten. Die Limitierung der PV-Einspeiseleistung erlaubt bei gleicher Netzkapazität die Aufnahme von wesentlich mehr Energie.

Messungen verschiedener Anlagen haben gezeigt, dass die Energieeinbusse bei einer Limitierung der Leistung auf 70% der maximalen Pannelleistung übers Jahr gerade mal 1-3% beträgt. Die Produktion mit der maximalen PV-Peak-Leistung erfolgt zu Zeiten, an denen durch die vielen Einspeisungen ohnehin ein Energieüberfluss vorhanden ist und daher auch die Energiepreise tief oder gar negativ sein können. Auf eine Entschädigung der nicht produzierten Energie soll daher verzichtet werden. Sie wirft schwierige prozessuale Fragen auf und verursacht unverhältnismässig hohe administrative und regulatorische Aufwendungen. Die ohnehin kleine, nicht eingespeiste Energiemenge kann durch Eigenverbrauch oder intelligenten Einsatz einer Batterie lokal genutzt werden. Aufgrund der Abnahmepflicht im EnG Art. 15 ist es heute ohne weitere gesetzliche Grundlage schwierig, eine PV-Einspeiselimitierung vorzuschreiben.

Die vorgeschlagene PV-Einspeiselimitierung hilft, die Ziele der Energiestrategie 2050 kosteneffizient zu erreichen. Art. 15 EnG soll darum wie folgt mit einem Absatz 5 ergänzt werden.

Antrag: Ergänzung Art. 15 mit einem neuen Absatz 5:

«Netzbetreiber können zur Wahrung eines sicheren und effizienten Netzes die Limitierung der Einspeiseleistung auf maximal 70% der PV-Pannelleistung entschädigungslos vorschreiben. Eine solche Limitierung hat diskriminierungsfrei zu erfolgen.»

Antrag 2: Anpassung Nomenklatur «Netzzuschlag» zur Verbesserung der Transparenz in der Kundeninformation

Im Kapitel 7 des EnG wird die Bezeichnung «Netzzuschlag» eingeführt. Diese Bezeichnung trifft den effektiven Inhalt und Sinn des Begriffs jedoch nicht. Der Begriff suggeriert, dass es sich um eine Deckung von Netzkosten handelt. Der Zuschlag dient aber ausschliesslich der Förderung von erneuerbaren Energien. Es ist nicht zielführend, eine irreführende und intransparente Begriffswahl für die Zuschläge zur Förderung erneuerbarer Energieträger zu verwenden. Entsprechend muss die Bezeichnung angepasst werden.

Antrag: Anpassung Bezeichnung Netzzuschlag bzw. Netzzuschlagsfonds im 7. Kapitel (Art. 35ff) in Energiezuschlag (bzw. -fonds), Förderzuschlag (bzw. -fonds) oder eine andere Bezeichnung, die keine Zuordnung zu Netzkosten suggeriert.

AEW Energie AG, Postfach, CH-5001 Aarau

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und Erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

E-Mail: EnG@bfe.admin.ch

Kontakt Jonas Huber
Direktwahl T +41 62 834 23 03
E-Mail jonas.huber@aew.ch
Datum Aarau, 9. Juli 2020
MWST-Nr. CHE-105.981.944 MWST

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Die AEW Energie AG dankt Ihnen für die Möglichkeit, im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes Stellung nehmen zu können.

Als regionaler Energieversorger ist die AEW in der gesamten Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft aktiv und hat dementsprechend ein grosses Interesse an wirkungsvollen Rahmenbedingungen zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050.

Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr, Ihnen unsere wichtigsten Anliegen vorzustellen.

1. Fortführung Fördermassnahmen

Die AEW begrüsst die Absicht des Bundesrates, mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen zu schaffen und die langfristige Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken. Die vorgeschlagene Verlängerung der Förderung ist notwendig, um den Ausbau der erneuerbaren Energie in der Schweiz voranzutreiben.

Das Fördermodell der Investitionsbeiträge hat sich für die Photovoltaik und die Wasserkraft bewährt. Es ist somit sinnvoll, diese bis 2035 weiterzuführen; sie sollen aber punktuell angepasst werden.

Der Bundesrat beabsichtigt, das auslaufende Modell der Einspeisevergütung durch Investitionsbeiträge abzulösen. Es ist richtig, für die Windenergie-, Biogas-, Kleinwasserkraftanlagen und die Geothermie-Kraftwerke Fördermassnahmen für die Zeit ab 2023 vorzusehen und diese effizienter und marktnaher zu gestalten. Für die Windkraft ist jedoch fraglich, ob die vorgesehenen Fördergelder

die gewünschten Investitionstätigkeiten auszulösen vermögen. Wir empfehlen deshalb, alternative Unterstützungsmassnahmen zu prüfen. Für die Ablösung des Fördersystems sind geeignete Übergangsfristen zu wählen, damit Projekte in der Planungsphase weiterhin mit den Beiträgen rechnen dürfen, die ihren Investitionsentscheiden zugrunde liegen.

Im Solarbereich soll der Wettbewerb mittels Ausschreibungen für grosse Photovoltaikanlagen verstärkt werden. Dies führt zu einem effizienten Einsatz der Fördermittel und wird begrüsst. Auktionen könnten bei weiteren Technologien zum Einsatz kommen, sind aber zu differenzieren. Der Preis sollte nicht das einzige Zuschlagskriterium sein. Es sind auch Qualitätsanforderungen und netzdienliche Regelungsmöglichkeiten in den Kriterienkatalog aufzunehmen.

2. Ausbauziele

Mit langfristigen Ausbauzielen wird Kontinuität geschaffen. Wir begrüssen die Festlegung von Ausbauzielen bis ins Jahr 2050 verbunden mit einem Monitoring durch den Bundesrat. Damit soll sichergestellt werden, dass die wegfallende Produktion aus der Kernkraft durch neue einheimische Produktionskapazitäten ersetzt wird. Sollte sich abzeichnen, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden, soll der Bundesrat zusätzliche notwendige Massnahmen beantragen.

Die Gesetzesvorlage adressiert in erster Linie den Ausbau von Produktionskapazitäten. Dem Erhalt von bestehenden Kraftwerken kommt aber eine mindestens so grosse Bedeutung zu. Diese Frage stellt sich in besonderem Masse bei der Grosswasserkraft, wo tiefe Marktpreise gekoppelt mit einer hohen Abgabenlast dazu führen, dass notwendige Erneuerungsinvestitionen nicht mehr in genügendem Masse getätigt werden. Erhebliche Erneuerungen sollten somit ohne Beschränkung der Anlagengrösse unterstützt werden.

3. Fördermassnahmen in Einzelnen

3.1 Photovoltaik

Wir begrüssen die Fortführung der Förderung über Investitionsbeiträge und die Anpassung der Maximalbeiträge für grosse Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch. Im heutigen Fördersystem können nämlich nur PV-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden, die einen hohen Eigenverbrauchsanteil aufweisen. Dies führt zu eigenverbrauchsoptimierten, beschränkten Anlagengrössen. Dem wird mit der Erhöhung der Maximalbeiträge für grosse Anlagen entgegengewirkt.

Gleichzeitig sollen die Beiträge für grosse PV-Anlagen mittels Ausschreibungen wettbewerbsnaher gestaltet werden. Damit geht ein Effizienzgewinn bei der Zuteilung von Fördermitteln einher, was die AEW begrüsst. Gleichzeitig sprechen wir uns für differenzierte Ausschreibungen aus und empfehlen, die Grenze bei einer Leistung von 500 kW anzusetzen.

3.2 Wasserkraft

Die Wasserkraft ist das Rückgrat der einheimischen Stromproduktion und nimmt eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit wahr. Folgerichtig schlägt der Bundesrat eine Erhöhung der verfügbaren Fördermittel für den Neu- und weiteren Ausbau von Wasserkraftwerken vor und unterstützt

neu auch die kostspielige Projektierung von Neu- und Ausbauten. Diese Massnahmen sind zu begrüssen, wie auch die Möglichkeit des UVEK, prioritäre Anlagen zu bezeichnen.

Es bleibt aber fraglich, ob mit diesen Massnahmen die gesetzten Ausbauziele erreicht werden können. In der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge bilden die bundesinternen Prognosen für die langfristige Entwicklung der Strompreise und der vom UVEK festgelegte Kapitalkostensatz die wesentlichen Einflussfaktoren zur Bestimmung der Höhe der Investitionsbeiträge. Mit dieser starren Regelung wird das Ziel des optimalen Einsatzes von Fördergeldern nicht erreicht. Wenn der Investor die Risiken höher einschätzt als der Bund, werden Projekte nicht realisiert. Umgekehrt besteht die Gefahr von Überförderung. Alternativ können auch ähnlich wie bei grossen PV-Anlagen Ausschreibungen zielführend sein. Neben einem effizienteren Einsatz der Mittel hätten Ausschreibungen den Vorteil, dass sie Investoren in die Lage versetzen, eigene Annahmen in ihre Angebote einfließen zu lassen, so dass bei einem Zuschlag durch den Bund die Projekte auch tatsächlich umgesetzt würden.

Mit einem Anteil von beinahe 60 % leistet die Wasserkraft einen entscheidenden Beitrag an die inländische Stromproduktion. Um den Erhalt dieser Anlagen sicherstellen zu können, sind jährlich ca. 500 MCHF notwendig. Aufgrund tiefer Marktpreise und weiterhin hoher Abgaben fielen in den letzten Jahren die Investitionen bedeutend geringer aus. Mit der vollständigen Markttöffnung verstärkt sich der Kostendruck mit der Gefahr, dass notwendige Investitionen in den Erhalt bestehender Wasserkraftwerke nicht in genügendem Umfang getätigt werden und die Versorgungssicherheit negativ beeinflusst wird. Vor diesem Hintergrund erscheint es uns nicht sachgerecht, erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von über 5 MW in Zukunft aus der Förderung auszuschliessen. Wir beantragen, Erneuerungsinvestitionen unabhängig von der Anlagengrösse zu unterstützen. Schliesslich ist das heutige Wasserzinsregime nicht zukunftsfähig und muss flexibilisiert werden.

3.3 Windkraft

Die Windenergie hat sich in unseren Nachbarländern als erneuerbare Energie etabliert. Für die Schweiz wird mit einem Ausbaupotential von 9 TWh bis 2050 gerechnet. Zweidrittel der produzierten Energie fällt im Winter an und könnte einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten (Windenergiestrategie: Winterstrom & Klimaschutz, Analyse und Aktualisierung des Potenzials der Windenergie in der Schweiz, Swiss Eole in Zusammenarbeit mit EnergieSchweiz und BFE, 2020, S. 28). Doch befindet sich die Windenergie in der Schweiz trotz der ausgereiften Technologie immer noch in einer Anlaufphase. Die Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen und der Fördermassnahmen werden entscheiden, ob sich die Windkraft in der Schweiz in Zukunft durchsetzen wird. Im Grundsatz müssen dabei die eingesetzten bzw. zur Verfügung gestellten Mittel auf die Ziele abgestimmt werden, da sonst die Gefahr besteht, diese Ziele nicht zu erreichen.

Die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen führen zu signifikanten Mehrkosten und überlangen Bewilligungsverfahren gegenüber vergleichbaren Projekten im umliegenden Ausland. Verzögernd und damit kostentreibend wirken die mehrstufigen Verfahren über die Raumplanung und das eigentliche Bewilligungsverfahren, Beschwerden trotz einer allgemein hohen Akzeptanz von Windbauprojekten in der direkt betroffenen Bevölkerung und die daraus resultierende Pflicht von Zusatzstudien. Diese Hindernisse gilt es zu reduzieren.

Ab 2023 sollen neue Windparkprojekte mittels Investitionsbeiträge unterstützt werden. Damit werden die fixen Abnahmepreise durch einmalige Beiträge ersetzt. Die Investoren erhalten damit Anreize, ihre Anlagen nach den Bedürfnissen des Marktes zu betreiben. Das ist im Grundsatz richtig. Nach unserer heutigen Kenntnis ist aufgrund der hohen Hürden mit den vorgesehenen Förderbeiträgen aber die Wirtschaftlichkeit für Windparks noch nicht gegeben und es ist eine zusätzliche Unterstützung zu prüfen, um der Windenergie zum Durchbruch zu verhelfen. Insbesondere soll eine Kombination von Investitionsbeiträgen mit einer Einspeisevergütung in Betracht gezogen werden. Diese Unterstützung könnte spezifisch auf die Winterproduktion ausgerichtet sein, z. B. via eine saisonal variable Einspeisevergütung. Ob die vom Bundesrat geplante Überarbeitung von Art. 9 StromVG und die Einführung von Ausschreibungen für die Sicherstellung der langfristigen Winterversorgung ausreichend sind, wird sich zeigen müssen.

Wie bei der Wasserkraft begrüssen wir die Einführung von Beiträgen für die Projektierungsphase. Diese sollten sich jedoch nicht auf Windmessungen beschränken, sondern sich analog zur Regelung für die Wasserkraft auf die gesamten Projektierungskosten beziehen.

Aufgrund von langwierigen Verfahren befinden sich überaus viele Windparks in der Planungsphase. Ohne geeignete Übergangsbestimmungen könnte ein Wechsel des Fördermodells zur Folge haben, dass diese Projekte nicht mehr realisiert werden. Wir empfehlen, Projekte, welche nach Art. 22 EnEV eine Zusicherung nach dem Grundsatz für eine Teilnahme am Einspeisevergütungssystem erhalten haben, über das bestehende Fördermodell der Einspeisevergütung zu unterstützen. Viele dieser Projekte verfügen über eine Fristverlängerung. Diese gilt es natürlich weiterhin zu gewähren.

4. Weitere Punkte

4.1 Ergänzende Instrumente für die Versorgungssicherheit

Ein Ausbau der schweizerischen Stromproduktion, wie ihn der Entwurf zum Energiegesetz bezweckt, vermag die Versorgungssicherheit nicht sicherzustellen. Es ist deshalb richtig, im Rahmen der Revision des StromVG spezifische Massnahmen zur Versorgungssicherheit vorzusehen. Wir begrüssen die Absicht des Bundesrates, zur Absicherung der kurzfristigen Versorgungssicherheit eine Speicherreserve einzurichten und mittels Ausschreibungen für einheimischen Winterstrom ein zusätzliches Instrument zu schaffen, welches auf die längerfristige Versorgungssicherheit abzielt. Je nach Ausgestaltung dieser Massnahme könnten die Kraftwerke, welche einen wesentlichen Beitrag an die Versorgungssicherheit leisten, zusätzlich gestärkt werden. Solche Massnahmen sollten sich aber nicht auf erneuerbare Technologien beschränken.

4.2 Sicherstellung Priorisierung der erneuerbaren Produktion in der Grundversorgung

Im Hinblick auf die vollständige Marktöffnung, bei welcher der Bundesrat in der Grundversorgung verbindlich ein Standardprodukt mit ausschliesslich einheimischer erneuerbarer Energie vorsieht, sollte eine Übergangsregelung geschaffen werden, welche die Möglichkeit der Priorisierung der erneuerbaren Produktion nach Art. 6 Abs. 5bis StromVG auch nach dem Wegfallen der Marktprämie weiterhin sicherstellt.

4.3 Neuregelung der Abnahme und Vergütungspflicht

Die Abnahme- und Vergütungspflicht für Verteilnetzbetreiber ist mit einer vollständigen Marktöffnung unvereinbar. Stattdessen ist diese Aufgabe an eine unabhängige zentrale Stelle zu übertragen, die den Produzenten die eingespeiste Energie nach einheitlichen Regeln abnimmt und am Markt veräussert.

4.4 Datenhub

Die AEW unterstützt die Schaffung von Datenplattformen, die eine zentrale Abwicklung der Stammdaten, der Wechselprozesse und des Routings erlauben, und in Vorbereitung einer vollständigen Strommarktöffnung proaktiv eine Weiterentwicklung zu Messdatenhub.

Ein nichtdiskriminierender sowie nicht gewinnorientierter Zusammenschluss von Schweizer Netzbetreibern wird Mitte 2020 den operativen Betrieb eines *Datahubs Light* aufnehmen. An der dafür gegründeten Gesellschaft Swisseldex AG sind fünf regioGrid Mitglieder, darunter die AEW, beteiligt. Die Hälfte aller schweizerischen Messpunkte werden teilnehmen. Swisseldex ist bereit, sofern es notwendig ist, den nächsten Schritt zu tun und einen *Datahub Full* umzusetzen. Es steht allen Verteilnetzbetreibern offen, Teil von Swisseldex zu werden, sei es als Aktionär oder als Benutzer.

Unter «zentral» versteht die AEW eine Lösung, welche eine landesweite Kommunikation der Daten ermöglicht. In diesem Kontext könnte es Wettbewerb zwischen verschiedenen *Datahubs* geben. Der Aufbau ist privatrechtlich zu regeln, eine staatliche Regulierung soll sich auf die Verankerung der gesetzlichen Rahmenbedingungen beschränken. Die zentrale Lösung ist nichtdiskriminierend zu betreiben. *Datahubs* sind für ihre Datensicherheit und den Datenschutz zuständig.

4.5 Quartierstrom ohne Spezialregeln

Die AEW begrüsst das Bestreben des Bundesrates, die dezentrale Stromproduktion besser in den Strommarkt zu integrieren. Lokale Lösungen können Raum für Innovation schaffen. Sofern mit der nächsten Revision des StromVG auch die vollständige Marktöffnung umgesetzt wird, soll ab diesem Zeitpunkt der Vertrieb von sogenanntem Quartierstrom möglich sein.

Zur Sicherstellung einer verursachergerechten Tarifierung darf es keine gesonderten Netznutzungstarife für nicht technisch begründete Kundengruppen geben. Die Netznutzungstarife sollen für alle Netzananschlussnehmer gleichermassen Anreize für eine effiziente Netznutzung setzen und mit entsprechendem Bezugsverhalten Einsparungen ermöglichen. Für die Sicherstellung der Stromversorgung werden im elektrischen Netz nämlich sämtliche Netzebenen beansprucht. Die von Quartierstrom-Teilnehmenden verursachten Kosten dürfen nicht auf andere Endverbraucher überwältzt werden.

4.6 Messwesen

Mit der Energiestrategie 2050 wurde ein umfassender Smart Meter Rollout bis 2028 beschlossen. Dieser soll Treiber von Innovation sein. Gleichzeitig wurde die Kostentragung vereinheitlicht, indem die Messkosten für alle Kundengruppen, inklusive Produzenten, in die Netzkosten integriert wurden und über den Netznutzungstarif solidarisch an alle Netznutzer verrechnet werden. Damit ist das

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes / 09.07.2020 / DG-HJO

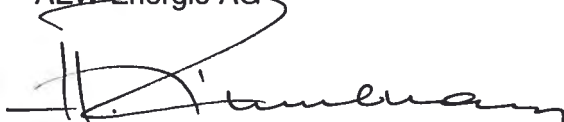
Messsystem kongruent geregelt. Demgegenüber würde eine Liberalisierung eine komplexe, kostspielige Regulierung notwendig machen. Eine Vervielfachung von Messdienstleistern und -systemen wird Innovation nicht zwingend fördern, sondern kann diese auch behindern. Insgesamt ergibt sich kein wirtschaftlicher Gesamtnutzen aus einer Liberalisierung, weshalb die AEW eine Liberalisierung des Messwesens ablehnt. Wir verweisen dazu auch auf die Stellungnahme von regioGrid zur Revision des StromVG.

* * *

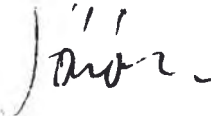
Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen bei der weiteren Behandlung des Dossiers und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

AEW Energie AG



Hubert Zimmermann
CEO



Jonas Huber
Geschäftsentwicklung

Alpiq Holding AG, Chemin de Mornex 10, CH-1001 Lausanne

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung

Alpiq Holding AG
Chemin de Mornex 10
CH-1001 Lausanne

3003 Bern

Elektronisch an: EnG@bfe.admin.ch

Lausanne, 10. Juni 2020

Revision des Energiegesetzes Stellungnahme im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Sommaruga,
sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Möglichkeit, zum Vorentwurf des revidierten Energiegesetzes (VE-EnG) Stellung nehmen zu können. Alpiq ist direkt betroffen von der Revision des Energiegesetzes.

Seit mehr als hundert Jahren produziert Alpiq klimafreundlichen und nachhaltigen Strom aus CO₂-freier Schweizer Wasserkraft. Alpiq hat im Jahr 2019 mit einer installierten Leistung von 2'927 MW in der Schweiz erneuerbare Energie im Umfang von 4'370 GWh produziert und gehört somit zu den bedeutendsten Stromproduzenten in der Schweiz. Das Kraftwerksportfolio umfasst zudem Beteiligungen an zwei Schweizer Kernkraftwerken sowie flexible thermische Kraftwerke, Windparks und Photovoltaikanlagen in Europa, mit welchen Alpiq insgesamt rund 15.4 TWh elektrische Energie produziert. Alpiq bietet ihren Kunden in 30 Ländern Dienstleistungen in den Bereichen Energieproduktion und -vermarktung sowie Energieoptimierung an.

Alpiq sieht im Hinblick auf die Planungs- und Investitionssicherheit sowie der Stärkung der langfristigen Versorgungssicherheit in der Schweiz die Notwendigkeit von grundlegenden Anpassungen des vorliegenden VE-EnG. Der für das Erreichen dieser Ziele notwendige Erhalt und Ausbau der Grosswasserkraftanlagen ist für Alpiq nicht gegeben. Daher fordert Alpiq:

- eine enge **Abstimmung und Koordination der Revision des Energiegesetzes mit der Revision des Stromversorgungsgesetzes** zur Vermeidung von temporären Systemwechseln und damit die **Anpassung der Übergangsbestimmungen**, namentlich bei der **Marktprämie für die Grosswasserkraft**,
- eine **Umgestaltung des Förderregimes für die Grosswasserkraft, um der ökonomischen Realität bezüglich der Investitionsanreize** besser Rechnung zu tragen,

- und eine grundlegende Hinterfragung des Strommarktdesigns hinsichtlich der zukünftigen Stromversorgung, so dass der unentbehrliche **Wertbeitrag der Wasserkraft zur Versorgungssicherheit der Schweiz** angemessen bepreist wird.

Ausgangslage

Mit der Energiestrategie 2050 hat die Schweiz festgelegt, dass bis ins Jahr 2035 und weit darüber hinaus die bestehende Wasserkraft als zentraler Pfeiler der Versorgungssicherheit erhalten und gestärkt sowie die weiteren, erneuerbaren Energien stark ausgebaut werden sollen. Gemäss Art. 6 Abs. 2 EnG liegt die Energieversorgung in der Zuständigkeit der Energiewirtschaft, wobei der Bund und die Kantone die Verantwortung für angemessene Rahmenbedingungen tragen. Als Kriterium für die Bemessung der optimalen Energieversorgung und insbesondere der Stromversorgung gilt gemäss dem Zweckartikel (Art. 1) des Stromversorgungsgesetzes (StromVG, SR 734.7) der wettbewerbsorientierte Elektrizitätsmarkt, in welchem zudem die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft gefordert wird. Der Zweckartikel des StromVG basiert auf dem Modell des sogenannten Energy-only-Marktes. Das bedeutet, dass Zahlungen nur für tatsächlich gelieferte Energiemengen erfolgen. Dagegen gibt es keine Vergütungen dafür, dass Kraftwerksleistung vorgehalten wird, um sie bei Bedarf zur Verfügung zu stellen. Dieses Modell wird auch für die Dimensionierung von Förderinstrumenten (kostendeckende Einspeisevergütung, Investitionsbeiträge und Marktprämie) herangezogen, d.h. die Bestimmung der Unterstützung für erneuerbare Energien leitet sich vornehmlich aus dem Marktpreis am Energy-only-Markt ab. Auch der VE-EnG basiert auf dem Energy-only-Markt.

Der Schweizer Strommarkt ist hochgradig mit dem europäischen Strombinnenmarkt vernetzt, so dass sich beim Schweizer Strompreis¹ unmittelbar die Effekte des europäischen und globalen Primärenergiehandels auswirken. Während in der Schweiz die Stromversorgung fast vollständig CO₂-frei ist, erfolgt die Preissetzung für Strom vornehmlich durch global gehandelte, fossile Energieträger: Die Kohleimportpolitik von China und die CO₂-Politik der Europäischen Union haben daher einen deutlich grösseren Einfluss auf den Schweizer Strompreis als Angebot und Nachfrage in der Schweiz selbst. Damit hängt der volkswirtschaftliche und ökologische Wert der inländischen, nicht subventionierten, erneuerbaren Wasserkraft von exogenen und erratischen Faktoren ab. Der europäische Strompreis wird im Wesentlichen nach Massgabe der Grenzkosten fossiler Kraftwerke festgesetzt, der sogenannten Merit-Order.

Gerade die vergangenen Jahre mit der ausgeprägten Preis-Baisse im Jahr 2016 und der zaghaften Erholung seit damals haben gezeigt, dass der europäische

¹ Strompreis: Im Kontext dieses Briefes bedeutet der Begriff «Strompreis» der am Energy-only-Markt erzielte Preis und bezieht sich daher einzig auf den Energieanteil. Er ist daher nicht zu verwechseln mit dem All-in-Elektrizitätspreis für Endkunden, welcher neben der Energiekomponente das Netznutzungsentgelt, den Netzzuschlag sowie weitere Abgaben umfasst.

Preissetzungsmechanismus insbesondere der Schweizer Wasserkraft arg zusetzt. Der massive Zubau von Wind und PV akzentuiert den Zustand fallender Preise noch weiter. Für viele, insbesondere auch systemrelevante Wasserkraft-Anlagen wurde daher eine Marktprämie ausgeschüttet. Gemäss den Publikationen des Bundesamtes für Energie (BFE) wurden 2018 für 13.5 TWh, 2019 noch für knapp 9 TWh² Grosswasserkraftproduktion von durchschnittlich jährlich 36 TWh Wasserkraftproduktion eine Marktprämie entrichtet und weitere Produktionsmengen konnten nur dank der Cost-plus-Regulierung in der Grundversorgung kostendeckend betrieben werden. Das heisst, ein signifikanter Anteil der Schweizer Wasserkraft ist im europäischen und globalen Marktumfeld mit dieser Grenzkosten-basierten Preisbildung nicht wettbewerbsfähig, aber trotzdem für die Versorgungssicherheit der Schweiz von zentraler Bedeutung. Auch für das Gesuchsjahr 2020 zeichnet sich ab, dass der Umfang an Marktprämien wieder ansteigt, weil sich die Grosshandelspreise im Jahr 2019 nicht nachhaltig erholt haben.

Diese Kernprobleme der Schweizer Stromproduktion werden durch weitere, grundlegende Unsicherheiten weiter verschärft:

- Es herrscht grosse Unsicherheit bezüglich der wirtschaftlichen Auswirkungen einer vollständigen Integration des Schweizer Strommarktes in den EU-Strommarkt. Der europäische Strommarkt entwickelt sich rasch weiter, so dass eine Abschätzung der wirtschaftlichen Auswirkungen vor allem für die flexible Schweizer Wasserkraft zunehmend erschwert wird.
- Die aktuell vorherrschende, weltweite Krise infolge des Corona-Virus zeigt, dass in schwierigen Situationen die zwischenstaatliche Solidarität den nationalstaatlichen Interessen untergeordnet wird. Damit muss aus Sicht von Alpiq hinterfragt werden, ob die Versorgungssicherheit der Schweiz mit einer Importstrategie sichergestellt werden kann, wie dies die Energiestrategie 2050 voraussetzt. Die Schweiz sollte sich so aufstellen, dass bei einem umfassenden Lock-Down des internationalen Stromausstausches die Stromversorgung in der Schweiz jederzeit (auch im Winter) aufrechterhalten werden kann.
- Im erläuternden Bericht zum VE-EnG wird dargelegt, dass die Nachfragewerte für den Stromverbrauch wesentliche technologische Entwicklungen (Sektorkopplung, Elektromobilität, etc.) noch nicht vollständig berücksichtigen und weitere Massnahmen im Bereich der Verbrauchsrichtwerte notwendig sind. Im Wissen um diesen Nachfrageüberhang sind wirksame und effektive Investitionsanreize umso mehr zwingend notwendig.

Vor diesen dargelegten ökonomischen Rahmenbedingungen erscheinen die vorgesehenen Unterstützungsmassnahmen gemäss VE-EnG wenig zielführend: Der Zielwert von 37.4 TWh Jahresproduktion aus Grosswasserkraft im Jahr 2035 bedingt, dass die Produktionsmenge der Bestandsanlagen gehalten und zusätzlich eine signifikante Mehrproduktion von netto

² Faktenblätter zur Marktprämie 2018 und 2019; abgerufen auf www.bfe.admin.ch > Förderung > Erneuerbare Energien > Marktprämie Grosswasserkraft am 20. April 2020

ca. 2-3 TWh/Jahr zugebaut werden kann. Beide Aspekte sind jedoch aus Sicht von Alpiq zweifelhaft:

- Bei vielen Bestandsanlagen können, entgegen der Annahme im erläuternden Bericht (Seite 17), trotz der Erholung der Grosshandelspreise am Strommarkt die Gesteungskosten nicht vollständig gedeckt werden, so dass kontinuierlich Kapital vernichtet wird; Kapital, welches für Erneuerungsinvestitionen nicht mehr zur Verfügung steht und damit den Weiterbetrieb in Frage stellt. Zudem nehmen die regulatorischen Anforderungen für den Betrieb der Wasserkraft stetig zu. Die Auflagen zur Restwassersanierung von bestehenden Anlagen führen gemäss einer Studie des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes SWV³ zu einer Minderproduktion von minus 810 GWh bis ins Jahr 2035 und sogar minus 2'280 GWh bis ins Jahr 2050. Verluste und die Ausbauziele kombiniert ergäben einen effektiven benötigten Zubau in den nächsten 15 Jahren (bis 2035) von zusätzlich 1'910 GWh (dies entspricht fast der jährlichen Produktion von Grande Dixence!) und bis 2050 von zusätzlich 4'580 GWh⁴.
- Die Marktrisiken über die Lebensdauer einer Grosswasserkraftanlage sind im Kontext des heutigen Preisbildungsmechanismus, der nicht auf Gesteungskosten abstellt, sondern mit den Grenzkosten fossiler Kraftwerke korreliert, kaum noch tragbar. Gerade die Schweiz als kleines, aber hochgradig mit dem europäischen Raum vernetztes Land ist, wie oben ausgeführt, auf Gedeih und Verderb den europäischen und weltweiten wirtschaftlichen und geopolitischen Entwicklungen ausgesetzt, was sich bezogen auf die Grosswasserkraft direkt beim inländischen Strompreis niederschlägt. Ein signifikanter Ausbau der Wasserkraft, wie im Bericht prognostiziert, ist daher im aktuellen Investitionsumfeld stark zu hinterfragen, da sich solche Investitionen nicht amortisieren. Es werden vielmehr nur noch die für die Sicherheit der Anlagen relevanten Massnahmen durchgeführt und reaktiv das absolute Minimum investiert. Auch neue Anlagen werden im heutigen wirtschaftlichen Umfeld nicht mehr gebaut. Das trifft auch für das Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance zu, von dessen Wirkung für die Stabilität des Stromsystems physikalisch die gesamte Schweiz profitiert, das aber wirtschaftlich nicht betrieben werden kann.
- Die Flexibilität der Wasserkraft ist für die Versorgungssicherheit aktuell wie auch in Zukunft von zentraler Bedeutung und gleicht die zunehmenden Schwankungen im Stromnetz kurz-, mittel- und langfristig aus. Diese Versicherungsrolle wird jedoch unzureichend honoriert, sei es aufgrund der Preisbildung am Energy-only-Markt oder aber aufgrund regulatorischer Eingriffe (z. B. im Systemdienstleistungsmarkt). Es ist daher zentral, dass die Preisbildung grundsätzlich hinterfragt wird, und dass am Ende nicht mit allgemeinen Steuermitteln für diese Versicherungsfunktion aufgekommen werden muss. Vielmehr sollte diese Versicherungsfunktion in den Strompreis einbezogen werden und so verursachergerecht vom Stromverbraucher bezahlt werden. Unsere europäischen Nachbarländer haben denn auch flankierend zum Energy-only-Markt

³ Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband SWV, Wasserkraft: Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen, Studien-Kurzfassung, 2018

⁴ Szenario 1 s.o., Basisjahr 2017 aus Wasserkraftanlagen der Schweiz Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionserwartung, BFE Stand 31.12.2018

Versicherungsprämien für Energie und Leistung eingeführt. Die Schweiz sollte die Erkenntnisse in die Revision des EnG und des StromVG einbauen und nicht weiter praktisch nur auf den Energy-only-Markt setzen.

- Die hohe Belastung der Wasserkraft mit Wasserzinsen und weiteren Abgaben (rund ein Drittel der Gestehungskosten), hohe Standards bezüglich der Umwelt wie auch der anstehende Heimfall bzw. das Ende der Konzessionen vieler Grosswasserkraftwerke und die damit verkürzte Amortisierungsperiode verschärfen diese Problematik.

Hauptanliegen seitens Alpiq

Alpiq begrüsst den Ausbau inländischer erneuerbarer Energien und dessen bessere rechtliche Verankerung im Energiegesetz. Mit der Umwandlung der bisherigen Richtwerte für das Jahr 2035 in verbindliche Zielwerte sowie der Formulierung von Zielwerten für das Jahr 2050 wird die Planungssicherheit erhöht und es werden die Eckpfeiler der Energiestrategie 2050 gefestigt. Allerdings erscheint uns die Erreichung dieser Zielwerte insbesondere bezüglich der Wasserkraft unter den bestehenden Rahmenbedingungen als höchst fragwürdig. Vor dem Hintergrund dieser Unsicherheiten ist es aus Sicht von Alpiq zwingend, dass die Wasserkraft als zentrale Stütze der Versorgungssicherheit auf ein solides und nachhaltiges Fundament gestellt wird.

Aus diesen Gründen fordert Alpiq, dass im Rahmen der Revision EnG folgende Verbesserungen implementiert werden:

1. Absicherung der Bedeutung der Grosswasserkraft in der Schweiz

Die Bedeutung der inländischen Wasserkraft wird, wie eingangs erwähnt, aufgrund der Preissetzung durch die Grenzkosten der fossilen Kraftwerke nicht angemessen bepreist. Aus Sicht von Alpiq ist es daher erforderlich, eine ganzheitliche Betrachtung vorzunehmen und dazu die EnG-Revision mit der Revision des StromVG eng zu koordinieren und abzustimmen. Insbesondere ist **im Rahmen der Revision StromVG die Ertragsseite der Wasserkraftproduktion** besser zu adressieren.

Die Koordination mit der Revision StromVG erfordert es auch, die bestehende **Marktpremie** nach Art. 30 EnG bis zur vollständigen Marktöffnung gemäss Revision StromVG fortzuführen und die aktuelle Befristung gemäss Art. 38 Abs. 2 EnG durch eine **neue Übergangslösung** zu ersetzen. Eine solche Anpassung ist im Sinne der Forderung in Art. 30 Abs. 5 EnG nach einem nahtlosen Übergang zwingend erforderlich und vermeidet einen komplizierten Systemwechsel im Rahmen des geltenden StromVG bei der Bestimmung der Grundversorgungstarife.

Der Wert der inländischen, erneuerbaren Energien kann über ein Regime von z.B. monatlichen Herkunftsnachweisen (HKN) unabhängig vom Energy-only-Markt besser abgebildet und honoriert werden. Mit der angedachten Qualitätsanforderung für die

Grundversorgung wird dazu ein Schritt in die richtige Richtung gemacht. Der Wert der systemrelevanten Wasserkraft würde bei einer monatlichen Stromkennzeichnungspflicht gestärkt und würde zudem Anreize schaffen, die Winterproduktion zu erweitern.

Parallel dazu sind aus Sicht von Alpiq auch Überlegungen zu noch weitgehenderen Absicherungen der nicht subventionierten inländischen erneuerbaren Produktion hinsichtlich der Versorgungssicherheit in Betracht zu ziehen. Wie Alpiq bereits im Rahmen ihrer Stellungnahme zur Revision StromVG ausgeführt hat, sind (marktbasierte)

Versicherungsprämien für Energie und Leistung ein lösungsorientierter Ansatz, welcher auch in verschiedenen Ländern in unterschiedlicher Ausprägung bereits implementiert ist (USA, Frankreich, Grossbritannien, etc.), da schon seit einiger Zeit klar ist, dass der Energy-only-Markt die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten kann.

Mit der immer grösseren Durchdringung des Schweizer und europäischen Stromsystems mit erneuerbaren Energien ohne variable Kosten, nimmt der Wert der Energie in MWh kontinuierlich und zukünftig noch ausgeprägter ab. Die Schweizer Wasserkraft nimmt jedoch bereits heute für die Versorgungssicherheit unseres Landes eine zentrale Versicherungsfunktion ein. Trotz dem offensichtlichen, vielzitierten und gerühmten Wert dieser Versicherungsfunktion wird sie über den Energy-only-Markt nicht kostendeckend vergütet, obwohl die sichere Stromversorgung in der Schweiz in Zukunft noch viel stärker vor allem von der flexiblen Wasserkraft abhängen wird. Der effektive volkswirtschaftliche Wert besteht also weniger in der Bereitstellung von Energie als in der Bereitschaft, Energie und Leistung zu einem bestimmten, erforderlichen Zeitpunkt erbringen zu können. Nur mit einer derartigen, fundamentalen Änderung des Marktsystems, in welchem die Verfügbarkeit der Produktion zum erforderlichen Zeitpunkt einen Marktwert erhält, lassen sich auch (saisonale) Speicherlösungen effektiv und marktbasiert «beanreizen». Die im StromVG vorgesehene Speicherreserve kann die Versorgungssicherheit in Extremfällen zwar kurzfristig stärken, aber auf die langfristige Versorgungssicherheit hat sie keinen Einfluss, da sie keine Investitionsanreize für die Wasserkraft setzt. Hier braucht es weitere Instrumente wie z.B. Investitionsanreize, Einspeisevergütungen oder eine an den Gestehungskosten orientierte Preisbildung.

2. Förderung des Erhalts der bestehenden Wasserkraft in der Schweiz

Die Wasserkraft trägt heute bereits mit ca. 60% zur Stromversorgung der Schweiz bei und wird auch weiterhin das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung bleiben. Gerade im Kontext der Corona-Krise zeigt sich deutlich, wie wichtig eine gewisse Eigenversorgung der Schweiz ist. Die in der Energiestrategie 2050 formulierten Richtwerte für die erneuerbare Stromproduktion, die nun in verbindliche Zielwerte überführt werden sollen, haben das Ziel diesen **Eigenversorgungsgrad der Schweiz zu sichern**. Um dies zu erreichen, ist es zwingend **notwendig**, dass die **bestehende Wasserkraft erhalten bleibt und die Wasserkraft ihre Kosten decken kann**, damit sich die anstehenden Erneuerungsinvestitionen amortisieren lassen. Die Aussage im erläuternden Bericht zur VE-EnG

(Seite 17⁵), dass Erneuerungsinvestitionen unabhängig von deren Rentabilität durchgeführt werden, ist daher in hohem Masse irreführend und gefährlich. Die Aussage zeugt davon, dass die bestehende Wasserkraft als selbstverständlicher Sockel betrachtet wird. Wenn die Schweiz weiterhin auf die Wasserkraft als Stütze der Versorgungssicherheit bauen will, dann darf damit nicht Kapital vernichtet werden.

Aus diesem Grund geht die **vorgesehene Streichung** der Investitionsbeiträge für (wesentliche) **Erneuerungen** aus Sicht von Alpiq **in die falsche Richtung**. Vielmehr würde Alpiq bedingte Investitionsbeiträge für Erneuerungsinvestitionen begrüßen. Solche bedingte Investitionsbeiträge im Sinne einer Marktpreisrisiko-Versicherung sollten dann ausbezahlt werden, wenn die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen fünf Jahre seit der Erneuerungsinvestition unter den Gestehungskosten der Anlage waren. Der Betrag wäre in vier Schritten nach 5, 10, 15 und 20 Jahren mit jeweils z.B. maximal 15% der Kosten für Erneuerungsinvestitionen (in Summe: maximal 60% der Kosten, mindestens 40% verblieben beim den Projektant) auszurichten. Damit würden bestehenden Anlagen ordentlich erneuert und weiterhin präventiv unterhalten, anstelle der mittlerweile immer häufiger werdenden vorgenommenen reaktiven und notwendigen Reparaturen. Die Zuverlässigkeit und damit auch die Versorgungssicherheit würden dadurch nachhaltig gestützt werden.

3. Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Schweiz

Die im VE-EnG sowie im erläuternden Bericht vorgeschlagene Entkoppelung der Investitionsbeiträge von den «nicht-amortisierbaren Kosten» löst die Problematik der Abhängigkeit vom Marktpreisrisiko nicht und setzt daher kaum wesentliche Anreize für Neubauten. Daher fordert Alpiq, dass auf Gesetzesstufe ein **Fördermodell mit gleitenden Einspeiseprämien** festgelegt wird, wie es in Frankreich oder Deutschland bereits erfolgreich angewendet wird. Dabei bestimmen nicht die Erwartungen zur Marktpreisentwicklung zum Zeitpunkt der Investition das Fördervolumen, sondern – gleitend – die Marktpreise während der gesamten Förderdauer. Der Umfang der Einspeiseprämien wäre dabei mittels Auktionen zu ermitteln, wodurch die Fördereffizienz sichergestellt werden kann. Zudem trägt der Projektant in einem solchen Modell diejenigen Risiken, die er in seiner Rolle auch effektiv beeinflussen und steuern kann (Investitionskosten, Betriebskosten, Zuverlässigkeit, etc.). Damit würde auch die Gefahr einer übermässigen Förderung gebannt, da der Netzzuschlagsfonds bei hohen Marktpreisen nicht in Anspruch genommen würde. Ferner kann mit so einem System auch der Ungleichbehandlung zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch begegnet werden, in dem die Einspeiseprämie bei Anlagen mit Eigenverbrauch entsprechend gekürzt würde. Einzig bei Kleinanlagen, deren Abgrenzung zu Grossanlagen technologiespezifisch festzulegen wäre, sind Investitionsbeiträge oder Einmalvergütungen das angemessene Instrument, weil solche Anlagen typischerweise viel weniger dem Marktpreisrisiko ausgesetzt sind. Eine Angleichung an das System der Nachbarländer (Deutschland und Frankreich) hätte auch den Vorteil, dass die Anreize, in der Schweiz zu investieren, vergleichbarer werden.

⁵ «Zwingende Erneuerungsinvestitionen, ohne die eine Anlage nicht mehr weiter betrieben werden kann, werden somit bei grösseren Wasserkraftanlagen aus rein ökonomischem Interesse getätigt.»

4. Weitere Anmerkungen

Zu weiteren, konkreten Punkten des VE-EnG hat Alpiq folgende Forderungen und Kritikpunkte anzufügen:

- Es erschliesst sich für Alpiq nicht, warum eine **Unterscheidung bei den Anlagegrössen der Wasserkraft** getroffen wird. Im Vordergrund muss die Fördereffizienz stehen, nicht eine willkürliche Kategorisierung der Anlagegrössen.
- Aus Sicht von Alpiq sind die Motionen 18.3000 «Investitionsanreize für langfristigen Erhalt» und 19.3004 «Langfristige Stromversorgungssicherheit» nicht ausreichend adressiert: Einerseits erhöht der geforderte Ausbau erneuerbarer Energien (vor allem PV) weiter das Überangebot im Sommer und führt – wie in Deutschland vielfach zu beobachten war – zu einem Preiszerfall, welcher wiederum die Rentabilität aller Technologien schwächt. Gerade vor diesem Hintergrund erschliesst sich für Alpiq nicht, warum die systemrelevanten Pumpspeicherkraftwerke weiterhin von jeglicher Förderung ausgeschlossen werden, insbesondere wenn gerade diese Anlagen für die Systemstabilität und Integration der volatilen Erzeugungsformen (PV und Wind) eine Voraussetzung darstellen. Andererseits ist der **Ausbau der Winterproduktion nur ungenügend** adressiert: Investitionsanreize für (saisonale) Speicher fehlen weitgehend. Darüber hinaus muss aus Sicht von Alpiq der **Windenergie auch entsprechendes Gewicht beigemessen** werden, da diese erneuerbare Energieform einen Beitrag zur in der Schweiz fehlenden Winterproduktion beitragen kann.
- Alpiq begrüsst, dass gemäss Art. 26 Abs. 4 VE-EnG eine Vorfinanzierung für die aufwändigen Projektierungsarbeiten für Neubau- und Erweiterungsprojekte der Wasserkraft vorgesehen ist. Allerdings ist nicht nachvollziehbar, warum diese Vorfinanzierung bei der Windenergie (Art. 27a Abs. 3 VE-EnG) nur auf **Windmessungen limitiert** ist. Auch bei Windkraftprojekten fallen über die Windmessungen hinaus erhebliche Projektierungskosten und -risiken an, welche im Sinne einer Gleichbehandlung aller Technologien unterstützungswürdig sind. Dieser Aspekt ist zudem auch vor dem Hintergrund zu gewichten, dass Windenergie einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Winterproduktion beisteuern kann.
- Für die von Alpiq entwickelten **Windkraftprojekte ist es zentral, dass die aktuell gültigen KEV-Bescheide über die Revision EnG hinaus ihre Gültigkeit behalten**. Der Fortschritt bei den Windkraftprojekten wird vor allem durch öffentlichen Widerstand verlangsamt. Die bisherigen Projektarbeiten und Rentabilitätskalkulationen stützen sich darauf ab, ein Systemwechsel würde ihre Realisierung grundsätzlich in Frage stellen.

Im Hinblick auf die vorgesehene, vollständige Marktöffnung erscheint es systemfremd, dass im VE-EnG (Art. 15) weiterhin eine Abnahme- und Vergütungspflicht beim Verteilnetzbetreiber vorgesehen ist. Im Sinne einer strikten Entflechtung zwischen Netz (Monopol) und Energie (Markt) soll der Verteilnetzbetreiber nicht durch eine unnötige Abnahmepflicht wieder mit monopolfremden Aufgaben betraut werden. Vielmehr soll eine unabhängige Instanz, die im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt wird und auf den bestehenden

Direktvermarktungskompetenzen aufbauen kann, die Energie zum schweizweit einheitlichen Marktpreis abnehmen und im Grosshandel vermarkten.

Zusammenfassung der Hauptforderungen Alpiq zur Revision EnG

- Enge Abstimmung mit der Revision StromVG, insbesondere Verlängerung der Marktprämie für Grosswasserkraft bis zur vollständigen Marktöffnung in der Schweiz.
- Keine Streichung der Unterstützung für Erneuerungsinvestitionen bei Bestandsanlagen der Grosswasserkraft.
- Verbesserung der Investitionsanreize für Erneuerung, Erweiterung und Neubau durch Implementierung eines Fördermodells mit bedingten Investitionsbeiträgen bzw. auktionsbasierten, gleitenden Einspeiseprämien.
- Verbesserung der Rahmenbedingungen für Windenergie: Bestanderhalt gültiger KEV-Bescheide, Investitionsbeiträge für Projektierungsarbeiten sowie stärkere Priorisierung in Hinblick auf den Beitrag zur Winterproduktion.
- In Abstimmung mit der Revision StromVG: Prüfung der Einführung von (marktbasierten) Versicherungsprämien für Energie und Leistung zwecks angemessener Honorierung des Systembeitrags der Wasserkraft zu Versorgungssicherheit.

Für die detaillierten Anträge zur Änderung des VE-EnG verweisen wir auf die beigefügte Synopse im Anhang zu diesem Brief.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken. Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Alpiq Holding AG



Jens Alder
Delegierter des Verwaltungsrates



Michael Wider
Head of Generation Switzerland

Anhang:

- Synopse zum Vorentwurf Energiegesetz vom 3. April 2020

Anhang: Synopse zum Vorentwurf Energiegesetz vom 3. April 2020

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
1. Kapitel: Zweck, Richtwerte und Grundsätze	1. Kapitel: Zweck, Ziele, Richtwerte und Grundsätze		
Art. 2 Richtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien 1 Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4400 GWh und im Jahr 2035 bei mindestens 11400 GWh liegt. 2 Bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37400 GWh liegt. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Richtwerten enthalten. 3 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenrichtwerte festlegen.	Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien 1 Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 11400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 24200 GWh zu betragen. 2 Die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft hat im Jahr 2035 mindestens 37400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 38600 GWh zu betragen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Werten enthalten. 3 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenziele festlegen.		Alpiq begrüsst verbindliche Richt- und Zielwerte. Sie erhöhen die Planungssicherheit und ermöglichen die Steuerung des Ausbaus der heimischen Produktion. Bedenken bestehen hinsichtlich der Umsetzung. Die Fördermassnahmen im EnG sind so auszugestalten, dass die Ziele tatsächlich erreicht werden können. Das Augenmerk gilt auch den Interessenskonflikten zwischen der Nutzung der erneuerbaren Energien und dem Schutz der Umwelt und der Landschaft.
2. Kapitel: Energieversorgung			
Art. 13 Zuerkennung des nationalen Interesses in weiteren Fällen 1 Der Bundesrat kann einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn: a. sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbaurichtwerte leistet; und b. der Standortkanton einen entsprechenden Antrag stellt. 2 Bei der Beurteilung des Antrags berücksichtigt der Bundesrat, ob, wie viele und welche Alternativstandorte es gibt.	1 Der Bundesrat kann einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn: a. sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele leistet; und		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
3. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht 1 Netzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten: a. die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen; b. das ihnen angebotene Biogas. 2 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, wenn diese aus Anlagen stammt mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh. 3 Können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einigen, so gilt für diese Folgendes: a. Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität. b. Für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen richtet sie sich nach dem Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung. c. Bei Biogas orientiert sie sich am Preis, den der Netzbetreiber für den Kauf bei einem Dritten zu bezahlen hätte. 4 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten eine Einmalvergütung (Art. 25) oder einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.	Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.	Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität (neu) <u>1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.</u> <u>2 Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.</u> <u>3 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.</u> <u>4 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.</u> <u>5 Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23.</u>	Alpiq erachtet eine Abnahme- und Vergütungspflicht von Verteilnetzbetreibern als systemfremd im Sinne des Unbundlings und im Hinblick auf die vollständige Marktöffnung. Diese soll durch eine unabhängige Stelle erfolgen. Zu Abs. 2: Für Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität muss keine neue Stelle geschaffen und entsprechende Kompetenzen aufgebaut werden. Die unabhängige, zentrale Abnahmestelle wird in einer Ausschreibung bestimmt, an der bestehende, aber auch neue Marktakteure teilnehmen können. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens. Dazu gehört insbesondere auch die Dauer, während der die Teilnehmer die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität übernehmen. Zu Abs. 4: Die Abnahme- und Vergütungspflicht sollte nur für Kleinanlagen gelten. Für Grossanlagen sollte der Grundsatz der Direktvermarktung gelten. Es gilt daher, die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte (3 MW oder 5000 MWh/a) mit der Direktvermarktungspflicht im Ausschreibungsverfahren für gleitende Einspeiseprämien bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Regime in Einklang zu bringen, d. h. tendenziell zu senken. Der Formulierungsvorschlag orientiert sich an Art. 21 Abs. 2 EnG. Zu Abs. 5: Die Vergütung der abgenommenen Elektrizität durch die Abnahmestelle nach dem Referenz-Marktpreis entspricht dem im Faktenblatt zur Revision StromVG festgehaltenen Grundsatz (Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung).
Art. 16 Eigenverbrauch 1 Die Betreiber von Anlagen dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen. Sie dürfen die selbst produzierte Energie auch zum Verbrauch am Ort der			

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
Produktion ganz oder teilweise veräussern. Beides gilt als Eigenverbrauch. Der Bundesrat erlässt Bestimmungen zur Definition und Eingrenzung des Orts der Produktion. 2 Absatz 1 gilt auch für Betreiber von Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen, eine Einmalvergütung (Art. 25) oder einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen.	2 Absatz 1 gilt auch für Betreiber von Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen oder einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen.		
4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisevergütungssystem)		4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien)	Alpiq fordert, das System so anzupassen, dass für grosse Anlagen die massgeblichen Vergütungssätze nicht mehr administrativ basierend auf einer Schätzung der Gestehungskosten, sondern über wettbewerbliche Ausschreibungen festgelegt werden, und zwar für alle Technologien. Die gleitende Einspeiseprämie ist nicht zu verwechseln mit der bestehenden Marktpremie der Grosswasserkraft. Der Begriff und der Mechanismus der gleitenden Einspeiseprämie sind an die EU-Regelung angelehnt. Ein System mit ausschreibungsbasierten gleitenden Marktpremien wird unter anderem in Frankreich und Deutschland erfolgreich angewandt Eine gleitende Einspeiseprämie bedeutet im Gegensatz zur Marktpremie der Grosswasserkraft keine dauerhafte Administration. Es findet keine Kontrolle der Kosten statt. Die Teilnehmer bieten einen Preis pro kWh für x-Jahre. Die günstigsten Gebote erhalten den Zuschlag. Kleinanlagen sind in den meisten Fällen mit einem massgeblichen Anteil Eigenverbrauch verbunden. Sie sind somit in einem viel geringeren Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt. Bei Investitionsentscheiden spielen auch andere als rein ökonomische Überlegungen eine Rolle. Eine Förderung über Investitionsbeiträge/ Einmalvergütungen ist daher für Kleinanlagen weiterhin angebracht (vgl. Kap. 5).

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
Art. 19 Teilnahme am Einspeisevergütungssystem 1 Am Einspeisevergütungssystem können die Betreiber von Neuanlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen: a. Wasserkraft; b. Sonnenenergie; c. Windenergie; d. Geothermie; e. Biomasse. 2 Eine Teilnahme ist nur möglich, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36). 3 Als Neuanlagen gelten Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden sind. 4 Nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können die Betreiber von: a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW oder von mehr als 10 MW; b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW; c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen; e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen. 5 Die Betreiber von Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, können auch am Einspeisevergütungssystem teilnehmen, wenn die Leistung der Anlage kleiner ist als 1 MW. Der Bundesrat kann für weitere Wasserkraftanlagen Ausnahmen von dieser Untergrenze vorsehen, sofern sie: a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; oder b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche Gewässer verbunden sind.		Art. 19 Teilnahme am Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien 1 Am Einspeisevergütungssystem Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien können die Betreiber und Aggregatoren von neuen oder erheblich erweiterten Anlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen: a. Wasserkraft; b. Sonnenenergie; c. Windenergie; d. Geothermie; e. Biomasse. 2 unverändert 3 unverändert 4 Nicht am Einspeisevergütungssystem Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien teilnehmen können die Betreiber und Aggregatoren von: a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW oder von mehr als 10 MW; b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 200 kW; c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen; e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen. 5 unverändert	Alpiq fordert Ausschreibungen für alle grossen Anlagen und für alle Technologien. Die Ausschreibungen sind jedoch getrennt nach Technologie durchzuführen. Eine Kombination von Technologien soll nur dort erfolgen, wo es sinnvoll ist und die Technologien vergleichbar sind (wie PV & Wind). Bei PV, Wind und Biomasse soll eine gleitenden Einspeiseprämie ausgeschrieben werden. Auch für Wasserkraft werden Ausschreibungen bevorzugt. Es besteht jedoch das Risiko, dass es zu wenige Marktteilnehmer hat und zu hohe Preise erzielt würden. Daher wäre eine Lösung mit Obergrenzen für die Ausschreibungen denkbar. Ausschreibungsbasierte gleitende Einspeiseprämien weisen gegenüber Investitionsbeiträgen zusätzlich folgende Vorteile auf: • Massgeblich für die Höhe der Förderung ist nicht die Marktpreiserwartung zum Zeitpunkt der Investition, sondern der effektive Marktpreisverlauf während der Förderdauer. Steigt der Marktpreis etwa aufgrund steigender Nachfrage, CO₂- oder Brennstoffpreise höher als ursprünglich erwartet an, so reduzieren sich unmittelbar die finanzielle Gesamtbelastung der Endverbraucher (bei Marktpreisen über den Gestehungskosten entstehen keine Kosten). • Durch eine gleitende Einspeiseprämie ist es einfach möglich, die Produktion im Winterhalbjahr zu beanreizen. Dies kann dadurch geschehen, dass der wettbewerblich ermittelte Referenzvergütungssatz in Wintermonaten um einen bestimmten, bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung vorgegebenen Faktor nach oben und in Sommermonaten nach unten angepasst wird. • Die Ausschreibungen können so grundsätzlich technologieübergreifend stattfinden, da nicht die installierte Leistung pro Kilowatt, sondern die

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe b zusammen mit derjenigen für die Einmalvergütung erhöhen (Art. 24 Abs. 1 Bst. a). Gibt es eine Überschneidung, so können die Anlagebetreiber zwischen Einspeisevergütungssystem und Einmalvergütung wählen. 7 Er regelt die weiteren Einzelheiten zum Einspeisevergütungssystem, insbesondere: a. das Antragsverfahren; b. die Vergütungsdauer; c. energetische, ökologische und andere Mindestanforderungen; d. das vorzeitige Erlöschen des Anspruchs auf Teilnahme am Einspeisevergütungssystem; e. den Austritt sowie die Bedingungen für einen vorübergehenden Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem; f. die rechnerische Weiterverteilung der eingespeisten Elektrizität durch die als Mess- und Abrechnungseinheiten tätigen Bilanzgruppen; g. weitere Aufgaben der Bilanzgruppen und der Netzbetreiber, insbesondere eine Pflicht zur Abnahme und Vergütung im Rahmen von Artikel 21 sowie eine allfällige damit zusammenhängende Vorleistungspflicht.	6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe b erhöhen. Gibt es eine Überschneidung mit der Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen Einspeisevergütung und Einmalvergütung wählen.	6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenzen nach Absatz 4 Buchstaben a und b erhöhen <u>und für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen</u>. Gibt es eine Überschneidung mit den Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen Ausschreibungsverfahren für gleitende Einspeiseprämien und Einmalvergütung wählen. 7 unverändert	- tatsächliche Energieproduktion pro Kilowattstunde entschädigt wird. - Um im Auktionsregime für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch gleiche Voraussetzungen zu schaffen, besteht die Möglichkeit, die gleitende Einspeiseprämie regelmässig um jenen Betrag zu kürzen, der den vermiedenen Netznutzungskosten und Abgaben aus dem Eigenverbrauch entspricht. In einem Regime mit Investitionsbeiträgen ist eine Korrektur demgegenüber höchstens a priori auf der Basis des geschätzten künftigen Eigenverbrauchs und der damit verbundenen geschätzten Kostenminderungen möglich. Der Eigenverbrauchsanteil einer Anlage kann sich aber während der Betriebsdauer massgeblich ändern, etwa mittels nachträglicher Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV). Dies zu überwachen und ggf. nachträglich einen Teil des Investitionsbeitrages zurückzufordern, wäre schwierig. (Aufwändig dies zu tun!) - Eine Angleichung an das System der Nachbarländer (DE & FR) hat den Vorteil, dass die Anreize in der Schweiz zu investieren vergleichbarer werden. Die Realität zeigt derzeit, dass Investitionen (auch von Schweizer Unternehmen) im Ausland getätigt werden. Dort spielt jedoch die einfachere Machbarkeit auch eine Rolle. Das Regime soll grundsätzlich nur für Grossanlagen oder gepoolte Anlagen gelten. Die Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungs-basierte gleitende Einspeiseprämien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren. Die Finanzierung von kleinen Anlagen ist angesichts ihrer Vorteile ohne Abstriche weiterzuführen. Die im europäischen

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
			Strombinnenmarkt übliche Unterteilung der Finanzierungsmodelle in Kleinanlagen und Grossanlagen soll auch für die Schweiz gelten.
Art. 20 Teilweise Teilnahme 1 Der Bundesrat kann vorsehen, dass der Betreiber einer Anlage nur mit einem Teil der produzierten Elektrizität, die er nicht selber verbraucht (Art. 16 und 17), am Einspeisevergütungssystem teilnehmen kann, insbesondere wenn es sich um eine grosse Anlage handelt und diese einen erheblichen Teil der Produktion einspeist. 2 Er regelt die Voraussetzungen.		Art. 20 Teilweise Teilnahme 1 Der Bundesrat kann vorsehen, dass der Betreiber einer Anlage nur mit einem Teil der produzierten Elektrizität, die er nicht selber verbraucht (Art. 16 und 17), am <u>Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien</u> Einspeisevergütungssystem teilnehmen kann, insbesondere wenn es sich um eine grosse Anlage handelt und diese einen erheblichen Teil der Produktion einspeist. 2 unverändert 3 <u>Erheblich erweiterte Anlagen nehmen nur im Umfang der dadurch erzielten Mehrproduktion am Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien teil.</u>	
Art. 21 Direktvermarktung 1 Die Betreiber verkaufen ihre Elektrizität selber am Markt. 2 Für einzelne Anlagentypen, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen. 3 Die Einspeisevergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der Einspeiseprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen. 4 Die Einspeiseprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.		Art. 21 Direktvermarktung 1 unverändert 2 Für <u>Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden</u> , insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen. 3 Die gleitende Einspeiseprämien setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der <u>Einspeiseprämie gleitenden Einspeiseprämie</u> für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen.	Ausnahmen vom Grundsatz der Direktvermarktung gibt es nur noch für alte Anlagen.

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
5 Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.		4 Die Einspeiseprämie <u>gleitende Einspeiseprämie</u> ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis. 5 Übersteigt <u>bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden</u>, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu. 6 Bei Anlagen, die vom <u>Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen</u>, reduziert sich die <u>gleitende Einspeiseprämie um die durch den Eigenverbrauch vermiedenen Netznutzungsentgelte und Abgaben</u>.	Muss auf alte Anlagen beschränkt werden, sonst haben wir ein CfD-Modell und keine Risikoteilung Die Gleichbehandlung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch kann dadurch erreicht werden, dass die beim Eigenverbrauch vermiedenen Kosten von der gleitenden Marktpremie abgezogen werden.
Art. 22 Vergütungssatz Der Vergütungssatz orientiert sich an den bei der Inbetriebnahme einer Anlage massgeblichen Gestehungskosten von Referenzanlagen. Die Referenzanlagen entsprechen der jeweils effizientesten Technologie; diese muss langfristig wirtschaftlich sein. 2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. 3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere über: - die Vergütungssätze je Erzeugungstechnologie, Kategorie und Leistungsklasse; - ein allfälliges einzelfallweises Festlegen des Vergütungssatzes durch das Bundesamt für Energie (BFE) für Anlagen, die nicht sinnvoll einer Referenzanlage zugewiesen werden können; - eine periodische Überprüfung der Vergütungssätze, unter anderem anhand der jeweiligen Kapitalkosten; - die Anpassung der Vergütungssätze; - Ausnahmen vom Grundsatz nach Absatz 2, insbesondere über die Anpassung der Vergütungssätze für bereits am Einspeisevergütungssystem teilnehmende Anlagen, wenn bei der jeweiligen Referenzanlage übermässige Gewinne oder übermässige Verluste erzielt werden.		Art. 22 Vergütungssatz 1 <u>Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen und regelt die Einzelheiten.</u> 2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. <u>Er kann saisonal abgestuft werden.</u> 3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere über: - streichen - streichen - streichen - streichen - unverändert	Der Vergütungssatz wird im Grundsatz nur noch über Ausschreibungen und nicht mehr administrativ anhand der Gestehungskosten festgelegt. In Ausnahmefällen, insbesondere in Fällen ungenügender Liquidität, sollte der Bundesrat einzelne Vergütungssätze administrativ festsetzen können (z. B. Übernahme des Ergebnisses von PV-Auktionen auch für andere Technologien)

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen	5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieranlagen		
Art. 24 Allgemeine Voraussetzungen und Zahlungsmodalitäten 1 Die Betreiber der folgenden Anlagen können, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen: a. Photovoltaikanlagen: für neue Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen; der Bundesrat kann eine höhere Leistungsobergrenze festlegen; b. Wasserkraftanlagen, ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke: 1. für Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, 2. für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW; c. Biomasseanlagen: für neue Kehrlichtverbrennungs- und neue Klärgasanlagen sowie für neue Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen. 2 Die Ausnahmen für Wasserkraftanlagen nach Artikel 19 Absatz 5 gelten auch im Rahmen dieses Kapitels 3 Die Betreiber können nur einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen, wenn die neue Anlage oder die erheblich erweiterte oder erneuerte Anlage nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden ist. 4 Die Betreiber von Photovoltaikanlagen erhalten den Investitionsbeitrag als einmalige Zahlung (Einmalvergütung). Für die Betreiber von Wasserkraft- und Biomasseanlagen kann der Bundesrat eine gestaffelte Auszahlung vorsehen	Art. 24 Grundsatz Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.	Art. 24 1 Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. <u>Dieser Investitionsbeitrag ist gemessen am Beitrag zur Winterproduktion abzustufen.</u> <u>2 Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien (Art. 19) teilnehmen können.</u>	
Art. 25 Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen 1 Die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe a beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen.	Art. 25 Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen 1 Für neue und erheblich erweiterte Photovoltaikanlagen kann ein Investitionsbeitrag (Einmalvergütung) in Anspruch genommen werden.		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
2 Der Bundesrat legt die Ansätze fest; er kann Kategorien bilden.	2 Die Einmalvergütung beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen. 3 Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, kann die Einmalvergütung in Abweichung von Absatz 2 bis zu 60 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen betragen.		
	Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung 1 Für neue Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird. 2 Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, und für Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, kann er je separate Auktionen mit unterschiedlichen Bedingungen vorsehen. 3 Der Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung ist das Hauptkriterium für den Zuschlag. Der Bundesrat kann weitere Kriterien vorsehen. 4 Der Bundesrat kann vorsehen, dass eine Sicherheitsleistung von bis zu 10 Prozent dessen zu hinterlegen ist, was die Einmalvergütung für die gesamte gebotene Menge betragen würde. 5 Er kann Sanktionen von bis zu 10 Prozent dessen vorsehen, was die Einmalvergütung für die gesamte gebotene Menge betragen würde, insbesondere für den Fall, dass ein Projekt: a. nicht innerhalb der gesetzten Frist realisiert wird; b. die zugesicherten Ziele nicht oder nur teilweise erreicht; c. die im Angebot zugesicherten Eigenschaften nicht oder nur teilweise aufweist.	<i>streichen</i>	Einmalvergütungen soll es nur noch für Kleinanlagen geben. Dort sind Auktionen jedoch nicht sinnvoll.

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen 1 Der Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe b wird im Einzelfall bestimmt. Er beträgt für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW höchstens 40 Prozent. 2 Der Bundesrat legt die Bemessungskriterien und Ansätze fest. Er kann für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen unterhalb einer bestimmten Schwelle Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip festlegen.	Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen 1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für: a. neue Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mindestens 1 MW; b. erhebliche Erweiterungen von Anlagen, die nach der Erweiterung eine Leistung von mindestens 300 kW aufweisen; und c. erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW und höchstens 5 MW. 2 Kein Anspruch auf Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage. 3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 4 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2 erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen. 5 Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.	<i>Eventualantrag Alpiq:</i> <i>c. erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW und höchstens 5 MW.</i> <i>2 streichen</i> <i>3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.</i>	Es ist aus Sicht Alpiq inakzeptabel, dass Erneuerungen von Wasserkraftanlagen keine Investitionsbeiträge erhalten sollen. Die bestehende Wasserkraft als Rückgrat der Versorgungssicherheit muss weiterhin gefördert werden, da die Verwerfungen des Energy-only-Marktes die Finanzierung von Erneuerungsinvestitionen nicht im erforderlichen Umfang ermöglichen. <i>Sollten weiterhin Investitionsbeiträge ausgerichtet werden, beantragt Alpiq eventualiter die Wiederaufnahme von Investitionsbeiträgen für Erneuerung.</i> Zudem bestehen im Bereich der Kleinwasserkraftwerke heute noch viele ehehafte Wasserrechte, deren Bestandsschutz durch ein aktuelles Bundesgerichtsurteil (1C_631/2017 vom 29.3.2019) stark reduziert wurde. Erneuerungen inklusive der Anpassung an aktuelle Gewässerschutzvorschriften sind ohne Investitionsbeiträge kaum finanzierbar, was den Erhalt dieser Wasserkraftwerke in Frage stellt. Auch aus diesem Grund sind Investitionsbeiträge für Erneuerungen weiterhin erforderlich, um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen. Umwälzwerke sind für die Integration dargebotsabhängiger Stromproduktion in das Stromversorgungssystem unerlässlich. Daher sollen auch solche Anlagen(-teile) von Investitionsbeiträgen profitieren können. Die Unterscheidung zwischen Klein- und Grosswasserkraft ist hinfällig – entscheidend soll die Fördereffizienz sein.

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
	6 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss Absatz 1 ausnehmen, sofern sie: a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind. 7 Das UVEK bezeichnet Anlagen, die aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Ziele nach Artikel 2 Absatz 2 bei der Gewährung des Beitrags nach Absatz 1 Buchstaben a und b prioritär behandelt werden.		
		Art. 26a Bedingte Investitionsbeiträge für Erneuerungen von Wasserkraftanlagen 1 Für erhebliche Erneuerungen von Wasserkraftanlagen von mindestens 5 MW kann ein bedingter Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. 2 Die Auszahlung kann jeweils 5, 10, 15 und 20 Jahre nach Inbetriebnahme für jeweils 15% der anrechenbaren Investitionskosten beantragt werden (insgesamt max. 60%), falls die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.	Anders als im erläuternden Bericht dargestellt werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt. (1) Bei fehlender Rentabilität werden anstelle von echten präventiven Erneuerungen nur reaktive notwendige Reparaturen vorgenommen. Die Zunahme von ungeplanten Ausfällen wird dabei bewusst in Kauf genommen. Dies geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit. (2) Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nun möglicherweise nicht erfolgen werden. Die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind gefährdet. Mit den alternativ vorgeschlagenen bedingten Investitionsbeiträgen sollen Erneuerungsinvestitionen und damit die Versorgungssicherheit sichergestellt werden, indem für diese Investitionen ein Teil des Marktrisikos versichert wird.

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1 Der Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe c wird im Einzelfall bestimmt. Er beträgt höchstens 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 2 Der Bundesrat legt die Bemessungskriterien und Ansätze fest. Er kann für Investitionen in Klärgasanlagen unterhalb einer bestimmten Schwelle Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip festlegen.	Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1 Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. 2 Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3 Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für: a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen; c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.		Ausser sie beziehen gleitende Einspeiseprämie.
	Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen 1 Für neue Windenergieanlagen in einer nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung (Windpark) kann, wenn der Windpark eine Leistung von mindestens 10 MW aufweist, ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. 2 Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3 Für Windmessungen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Windmessungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen. 4 Für einzelne Windenergieanlagen kann abweichend von Absatz 1 ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden, wenn der Standortkanton den Bau von einzelnen Windenergieanlagen vorsieht.	3 Für die Projektierung von neuen Windenergieanlagen und für Windmessungen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Windmessungskosten Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.	3 Für Windkraftanlagen sollten bezüglich der Projektierungskosten die gleichen Regelungen gelten wie bei Wasserkraftwerken und Geothermieanlagen. Sie tragen zur Winterproduktion bei.
	Art. 27b Investitionsbeiträge für Geothermieanlagen 1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:		Ausser sie beziehen gleitende Einspeiseprämie

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
	a. die Prospektion von geothermischen Ressourcen; b. die Erschliessung von geothermischen Ressourcen; c. neue Geothermieranlagen. 2 Jeder Beitrag beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3 Für die Projektierung von neuen Geothermieranlagen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 Buchstabe c abgezogen.		
Art. 28 Baubeginn 1 Wer einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen will, darf mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten erst beginnen, nachdem das BFE eine Zusicherung abgegeben hat. Das BFE kann einen früheren Baubeginn bewilligen. 2 Wer ohne Zusicherung oder ohne Bewilligung eines früheren Baubeginns mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten einer Wasserkraft- oder einer Biomasseanlage beginnt, erhält keinen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27. 3 Der Bundesrat kann diese Regeln auf die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung ausdehnen.	1 Wer einen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel in Anspruch nehmen will, darf mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten erst beginnen, nachdem das BFE eine Zusicherung abgegeben hat. Das BFE kann einen früheren Baubeginn bewilligen. 2 Wer ohne Zusicherung oder ohne Bewilligung eines früheren Baubeginns mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten einer Anlage beginnt, erhält keinen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel.		
Art. 29 Bedingungen und Einzelheiten 1 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten für die Einmalvergütung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27, insbesondere: a. das Antragsverfahren; b. die Ansätze für die Einmalvergütung und für die Investitionsbeiträge, einschliesslich der anrechenbaren Kosten, wobei er für die verschiedenen Technologien unterschiedliche Berechnungsmethoden vorsehen kann; c. die periodische Überprüfung und Anpassung dieser Ansätze;	Art. 29 Einzelheiten 1 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten für die Investitionsbeiträge nach diesem Kapitel, insbesondere:		Eventualantrag Alpiq bei Beibehaltung Investitionsbeiträgen: Bei der Bestimmung der anrechenbaren Kosten sind die Kapitalkosten (WACC) einer der wichtigsten Parameter. Der in der Vergangenheit vom UVEK festgelegte WACC ist dabei aus Sicht von Alpiq bei Neuanlagen und erheblichen Erweiterungen deutlich zu tief, insbesondere im Vergleich zu den Kapitalkosten bestehender Anlagen. Der gleiche Kapitalkostensatz wird bekanntlich auch bei der Berechnung der

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
d. die Kriterien, anhand derer beurteilt wird, ob eine Erweiterung oder Erneuerung einer Anlage erheblich ist; e. die Kriterien, anhand derer Neuanlagen von erheblichen Erweiterungen oder Erneuerungen unterschieden werden. 2 Bei der Festlegung der Ansätze und bei deren allfälliger Anpassung ist sicherzustellen, dass die Einmalvergütung und die Investitionsbeiträge die nicht amortisier-baren Mehrkosten nicht übersteigen. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gestehungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis. 3 Der Bundesrat kann ausserdem vorsehen: a. energetische, ökologische und andere Mindestanforderungen; b. die Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlagen; c. eine Rückforderung der Einmalvergütung oder der Investitionsbeiträge, namentlich wenn die Bedingungen des Energiemarktes zu einer übermässigen Rentabilität führen; d. die für eine Einmalvergütung nötige Mindestgrösse einer Anlage; e. Höchstbeiträge; f. einen Ausschluss oder eine Kürzung der Einmalvergütung oder der Investitionsbeiträge, wenn anderweitig eine Finanzhilfe ausgerichtet wurde; g. eine Mindestdauer, während der ein Betreiber für eine Anlage, für die er schon eine Einmalvergütung oder einen Investitionsbeitrag erhalten hat, nicht erneut eine solche oder einen solchen in Anspruch nehmen kann.	2 Aufgehoben 3 Der Bundesrat kann zudem insbesondere vorsehen: h. unterschiedliche Kategorien innerhalb der einzelnen Technologien; i. Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip für Investitionsbeiträge nach Art. 26–27b bei bestimmten Leistungsklassen; j. die Herabsetzung der Obergrenze von Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe c; k. dass Projektanten, die einen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel erhalten, dem Bund Daten und Informationen, die im öffentlichen Interesse stehen, zur Verfügung stellen müssen.		<i>Gestehungskosten von bestehenden Anlagen beigezogen. Alpiq sieht dabei folgende Gründe für diese Aussage:</i> 1. Laufzeit - Die Laufzeit der Bonds sollte der Laufzeit des Projektes entsprechen. Bei Hydroprojekten haben wir üblicherweise sehr lange Laufzeiten (50 bis 80 Jahre). 10 Jahre Bondlaufzeit zur Herleitung des risikolosen Zinssatzes scheint uns dagegen sehr kurz. Das gleiche gilt für die Herleitung des Fremdkapitalzinses (Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von 5 Jahren). 2. Peer Gruppe - Die Peer Gruppe sollte grundsätzlich dem Risikoprofil des Projektes angepasst werden. Diversifizierte, europäische Energieunternehmen weisen aus unserer Sicht ein tieferes Risikoprofil als Wasserkraftinvestitionen aus. Eine angemessenere Peer Gruppe wird daher zu einem höheren WACC führen. - Beispiel: für den Neubau eines Wasserkraftwerkes sollte die Peer Gruppe so zusammengestellt werden, dass diese ebenfalls Greenfield Risiken enthält (z.B. durch die Wahl von Projektentwickler als Peer Gruppe). 3. Size Premium - Die Grösse spielt grundsätzlich eine Rolle bei der Renditeerwartung. Je kleiner die Investition desto grösser sollte der WACC sein. Investitionen in Wasserkraftwerke in der Schweiz sind im Vergleich zur Marktkapitalisierung von europäischen Versorgern klein. Ein höherer WACC ist somit gerechtfertigt. 4. Illiquidität der Assets - Die Berechnung des WACCs basiert auf liquiden Aktien von europäischen Energieversorgern. Diese Aktien sind sehr schnell und ohne grössere Kosten veräusserbar. - Investition in Wasserkraft weist jedoch eine hohe Illiquidität auf. Der Verkauf solcher Investitionen ist langwierig und verursacht hohe Kosten. Ein Aufschlag beim WACC ist daher gerechtfertigt.

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
6. Kapitel: Besondere Unterstützungsmassnahmen			
Art. 30 Marktpremie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen 1 Die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW können für die Elektrizität aus diesen Anlagen, die sie am Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, eine Marktpremie in Anspruch nehmen, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36). Die Marktpremie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, beträgt aber höchstens 1,0 Rappen/kWh. Müssen nicht die Betreiber selbst das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern ihre Eigner, so steht diesen anstelle der Betreiber die Marktpremie zu, sofern die Betreiber diese Risikotragung bestätigen. 2 Müssen nicht die Eigner ihrerseits das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern Elektrizitätsversorgungsunternehmen, weil sie vertraglich zum Bezug der Elektrizität zu Gestehungskosten oder ähnlichen Konditionen verpflichtet sind, so steht diesen Unternehmen anstelle der Eigner die Marktpremie zu, sofern die Eigner diese Risikotragung bestätigen. 3 Die Berechtigten stellen im gleichen Gesuch Antrag für sämtliche zur Marktpremie berechtigende Elektrizität in ihrem Portfolio, auch wenn diese von verschiedenen Anlagen oder Betreibern stammt. 4 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere: a. die Ermittlung von Referenzpreisen, die als Marktpreis heranzuziehen sind und die auch für ausserbörslich gehandelte Elektrizität gelten; b. eine allfällige Berücksichtigung weiterer relevanter Erlöse; c. die anrechenbaren Kosten und deren Ermittlung; d. eine allfällige Delegation an das BFE zur näheren Bestimmung der gesamten Erlöse und Kosten, einschliesslich der Kapitalkosten; e. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2); f. das Verfahren, einschliesslich der einzureichenden Unterlagen, die Auszahlungsmodalitäten und die Zusammenarbeit zwischen dem BFE und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom);	4 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere: e. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für erhebliche Erweiterungen (Art. 26 Abs. 1 Bst. b);		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
g. Offenlegungspflichten von nicht selber anspruchsberechtigten Betreibern und Eignern; h. die spätere ganze oder teilweise Rückforderung der Marktprämie, insbesondere wegen unrichtiger oder unvollständiger Angaben. 5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem.			
7. Kapitel: Netzzuschlag			
1. Abschnitt: Erhebung, Verwendung und Netzzuschlagsfonds			
Art. 35 Erhebung und Verwendung 1 Die Vollzugsstelle gemäss Artikel 64 erhebt von den Netzbetreibern einen Zu-schlag auf dem Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz (Netzzuschlag) und legt ihn in den Netzzuschlagsfonds (Art. 37) ein. Die Netzbetreiber können den Netzzuschlag auf die Endverbraucherinnen und Endverbraucher überwälzen. 2 Mit dem Netzzuschlag werden finanziert: a. die Einspeiseprämie nach Artikel 21 im Einspeisevergütungssystem und die damit verbundenen Abwicklungskosten; b. die nicht durch Marktpreise gedeckten Kosten für Einspeisevergütungen nach bisherigem Recht; c. die nicht durch Marktpreise gedeckten Kosten für die Mehrkosten-Vergütungen nach Artikel 73 Absatz 4; d. die Einmalvergütung nach Artikel 25 und die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27; e. die Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen nach Artikel 30; f. die Kosten der wettbewerblichen Ausschreibungen nach Artikel 32; g. die Geothermie-Erkundungsbeiträge und die Verluste aus Geothermie-Garantien nach Artikel 33; h. die Entschädigung nach Artikel 34; i. die jeweiligen Vollzugskosten, insbesondere die notwendigen Kosten der Vollzugsstelle; j. die Kosten des BFE, die diesem aus seinen Aufgaben gegenüber der Vollzugsstelle entstehen.	2 Mit dem Netzzuschlag werden finanziert: d. die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel; g. die Verluste aus Geothermie-Garantien nach Artikel 33;		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
3 Der Netzzuschlag beträgt höchstens 2,3 Rappen/kWh. Der Bundesrat legt ihn bedarfsgerecht fest.			
Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste 1 Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten: a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die: 1. wettbewerblichen Ausschreibungen, 2. Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien, 3. Entschädigung nach Artikel 34; b. ein über die letzten fünf Jahre gemittelter Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW; c. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen. 2 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für die Betreiber von Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (Photovoltaik-Kontingent). Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung bei der Photovoltaik einerseits und bei den übrigen Technologien andererseits Rechnung. Es berücksichtigt überdies die Belastung der Elektrizitätsnetze sowie die Speichermöglichkeiten. 3 Es kann auch für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung, für die Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen an Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW und für die Investitionsbeiträge für sämtliche Biomasseanlagen die zur Verfügung stehenden Mittel festlegen (Kontingente), wenn dies nötig ist, um ein Missverhältnis zwischen diesen Kosten und denjenigen für das Einspeisevergütungssystem zu vermeiden. 4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für das Einspeisevergütungssystem, für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten	Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste 1 Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten: a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die: 1. wettbewerblichen Ausschreibungen, 2. Geothermie-Investitionsbeiträge und -Garantien, 3. Entschädigung nach Artikel 34; b. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 Absatz 1 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW. 2 Für Wasserkraftanlagen nach Artikel 26 Absatz 7 können die Mittel nach Absatz 1 Buchstabe b, die für die gesamte Dauer der Fördermassnahme zur Verfügung stehen werden, jederzeit verwendet werden. 3 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Photovoltaik-Kontingent). Es kann auch für die übrigen Technologien Kontingente festlegen. Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung Rechnung. 4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
Leistung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27 Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.			
Art. 38 Auslaufen der Unterstützungen 1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar: a. des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes: im Einspeisevergütungssystem; b. des Jahres 2031 für: 1. Einmalvergütung nach Artikel 25, 2. Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27, 3. wettbewerbliche Ausschreibungen nach Artikel 32, 4. Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien nach Artikel 33. 2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.	1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar: b. des Jahres 2036 für: 1. Einmalvergütungen nach den Artikeln 25 und 25a, 2. Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26–27b, 4. Geothermie-Garantien nach Artikel 33.	2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes <u>Ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der vollständigen Marktöffnung (Art. 6 StromVG)</u> können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.	Mit der Marktprämie wird auch die Priorisierung der Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG) sowie generell die Priorisierung heimischer erneuerbarer Energie (Art. 6 Abs. 5bis StromVG) in der Grundversorgung bis zur Marktöffnung weitergeführt und es wird ein weiterer Systemwechsel in der Grundversorgung vor der Marktöffnung verhindert. Die Marktprämie selbst ist mindestens weiterzuführen bis die gemäss Art. 30 Abs. 5 EnG vorgesehen marktnahen Instrumente für die Grosswasserkraft in Kraft treten. Dies ist für den Fall, dass die Revisionen von EnG und StromVG nicht auf 2023 in Kraft treten.
11. Kapitel: Untersuchung der Wirkungen und Datenbearbeitung			
Art. 55 Monitoring 1 Das BFE untersucht regelmässig, wie weit die Massnahmen dieses Gesetzes zur Erreichung der Richtwerte nach den Artikeln 2 und 3 beigetragen haben, und erstellt in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft und weiteren Bundesstellen ein detailliertes Monitoring. 2 Die Ergebnisse der Untersuchungen sind zu veröffentlichen.	1 Das BFE untersucht regelmässig, wie weit die Massnahmen dieses Gesetzes zur Erreichung der Ziele nach Artikel 2 und der Richtwerte nach Artikel 3 beigetragen haben, und erstellt in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft und weiteren Bundesstellen ein detailliertes Monitoring.		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
3 Der Bundesrat beurteilt alle fünf Jahre die Auswirkungen und die Wirksamkeit der Massnahmen nach diesem Gesetz und erstattet der Bundesversammlung Bericht über die Ergebnisse sowie über den Stand der Erreichung der Richtwerte nach den Artikeln 2 und 3. Zeichnet sich ab, dass die Richtwerte nicht erreicht werden können, so beantragt er gleichzeitig die zusätzlich notwendigen Massnahmen.	3 Der Bundesrat beurteilt alle fünf Jahre die Auswirkungen und die Wirksamkeit der Massnahmen nach diesem Gesetz und erstattet der Bundesversammlung Bericht über die Ergebnisse sowie über den Stand der Erreichung der Ziele nach Artikel 2 und der Richtwerte nach Artikel 3. Zeichnet sich ab, dass diese Werte nicht erreicht werden können, so beantragt er die zusätzlich notwendigen Massnahmen.		
14. Kapitel: Schlussbestimmungen			
Art. 73 Übergangsbestimmungen zu anderen Netzzuschlags-Verwendungen			
1 Für Berechtigte nach den Artikeln 26 und 27, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes einen Wartelistenbescheid erhalten haben, gilt die Vorschrift zum Baubeginn nach Artikel 28 nicht, sofern die Anlage schon gebaut ist.	<i>1 aufgehoben</i>		
2 Für Berechtigte nach den Artikeln 25, 26 und 27, denen bis zum 31. Juli 2013 ein Wartelistenbescheid ausgestellt wurde, gilt Artikel 24 Absatz 3 nicht.	<i>2 aufgehoben</i>		
3 Wer zwischen dem 1. August 2013 und dem Inkrafttreten dieses Gesetzes einen verbindlichen Grundsatzbescheid betreffend Gewährung einer Bürgschaft zur Risikoabsicherung von Geothermie-Anlagen in der Höhe von 50 Prozent der Investitionskosten erhalten hat, kann beim BFE bis sechs Monate nach Inkrafttreten dieses Gesetzes eine Neubeurteilung des Grundsatzbescheids nach neuem Recht beantragen. Es besteht kein Rechtsanspruch auf Erhöhung der Garantie.			
4 Für bestehende Verträge zwischen Netzbetreibern und unabhängigen Produzenten für die Abnahme von Elektrizität aus Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen (Mehrkostenfinanzierung), gelten die Anschlussbedingungen nach Artikel 7 des bisherigen Rechts in der Fassung vom 26. Juni 1998: a. für Wasserkraftanlagen bis zum 31. Dezember 2035; b. für alle übrigen Anlagen bis zum 31. Dezember 2025.			
5 Die ElCom kann bei Verträgen nach Absatz 4, die die Abnahme von Elektrizität aus Wasserkraftanlagen regeln, in Einzelfällen die Vergütung angemessen reduzieren, wenn zwischen			

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
Übernahmepreis und Produktionskosten ein offensichtliches Missverhältnis besteht.			
	Art. 75a Übergangsbestimmung zur Änderung vom ... 1 Wurde dem Betreiber einer Photovoltaikanlage die Einmalvergütung oder dem Betreiber einer Wasserkraft- oder Biomasseanlage der Investitionsbeitrag vor dem Inkrafttreten der Änderung vom ... dem Grundsatz nach zugesichert, so steht ihm diese weiterhin zu. Es gelten die Bestimmungen des 5. Kapitels des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016. 2 Die bis zum letzten Stichtag vor Inkrafttreten der Änderung vom ... eingereichten vollständigen Gesuche um Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, werden nach den Bestimmungen des 5. Kapitels des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016 beurteilt. 3 Die bis zum Inkrafttreten der Änderung vom ... eingereichten vollständigen Gesuche um einen Investitionsbeitrag für bestehende Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW oder für Biomasseanlagen werden nach den Bestimmungen des 5. Kapitels des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016 beurteilt. 4 Wer vor Inkrafttreten der Änderung vom ... ein Gesuch für einen Geothermie-Erkundungsbeitrag oder für eine Geothermie-Garantie nach Artikel 33 des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016 eingereicht oder bereits einen entsprechenden Vertrag abgeschlossen hat, kann beim BFE bis sechs Monate nach Inkrafttreten dieser Änderung anstelle des Geothermie-Erkundungsbeitrags oder der Geothermie-Garantie einen Investitionsbeitrag nach Artikel 27b Absatz 1 Buchstabe b beantragen.		

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Zürich, 12.07.2020

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Versand per Mail an EnG@bfe.admin.ch

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) – Stellungnahme Avenergy Suisse

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Für die Einladung zur Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes bedanken wir uns.

Die Versorgung der Schweiz mit Energie ist das Kerngeschäft der Mitgliedsunternehmen von Avenergy Suisse. Rund die Hälfte der gesamten benötigten Primärenergie der Schweiz wird durch unsere Mitglieder geliefert. Wir verstehen uns in diesem Sinne als die Stimme des wichtigsten Energieversorgers der Schweiz.

Vor dem Hintergrund der Herausforderungen des Klima- und Umweltschutzes und gleichzeitig in Zeiten wirtschaftlicher und sozialer Unsicherheiten kann die Bedeutung einer nachhaltigen und verlässlichen Energieversorgung unseres Landes gar nicht genug unterstrichen werden.

Avenergy Suisse begrüsst grundsätzlich die Bemühungen, die erneuerbare Stromproduktion auszubauen und bekennt sich zu den Schweizer Klimaschutzzielen. Wir fragen uns allerdings, wie verbindlich die Ausbauziele wirklich sein können, wenn bereits im erläuternden Bericht darauf hingewiesen wird, dass im Rahmen der Energieperspektiven Anpassungsbedarf entstehen wird. Zumal technologische und wirtschaftliche Entwicklung im Planungszeitraum bis 2035 respektive 2050 nicht vorhersehbar sind.

Aus diesem Grund sprechen wir uns dafür aus, die in Artikel 2 festgeschriebenen Ausbauwerte weiterhin als Richtwerte zu sehen. Zumal bei Nichterreichung der Ziele ja so oder so keine Möglichkeiten der Sanktionierung bestehen.

Weiter sind wir erstaunt darüber, wie wenig die Themen der Versorgungssicherheit und Sektorkopplung Eingang in die Revision und Justierung der Förderinstrumente gefunden haben. Insbesondere deshalb, weil sich hier weitere Nutzungspotentiale und damit

Finanzierungsmöglichkeiten für die Betreiber von erneuerbaren Stromproduktionsanlagen erschliessen lassen würden.

Wir sehen die Produktion von erneuerbarem Strom lediglich als den ersten Schritt in einer nachhaltigen und CO₂-neutralen Energiewelt. In Zukunft werden Umwandlungs- und Speichertechnologien unabdingbar sein. Zum einen müssen die heute in Form von fossilen Energieträgern vorhandenen strategischen Energiereserven in denselben Mengen und Verfügbarkeiten gehalten werden. Zum anderen wird in den Sektoren Verkehr, Industrie und Wärmeversorgung nur eine teilweise direkte Elektrifizierung möglich sein. Viel mehr werden in energieintensiven Anwendungsbereichen Technologien der indirekten Elektrifizierung wie grüner Wasserstoff oder synthetische flüssige Brenn- und Treibstoffe die Hauptrolle spielen.

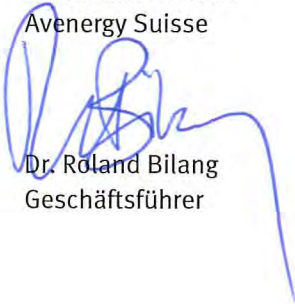
Bereits heute treibt unsere Industrie mit dem Aufbau des Wasserstofftankstellennetzes, der Beimischung von biogenen Treibstoffen und der Investition in die Entwicklung von synthetischen Energieträgern diverse Projekte mit grossem Aufwand voran.

Um so mehr bedauern wir es, dass sich die vorliegende Revision des Energiegesetzes einseitig auf die Stromproduktion und das Narrativ der Verbrauchseffizienz fokussiert. Viel mehr sollten innovative Lösungen der Wirtschaft gefördert und ermöglicht werden und der Fokus wesentlich stärker auf den grössten CO₂-Reduktionspotentialen liegen. Effizienz sollte viel mehr in Bezug auf die erreichte Emissionsreduktion als auf Menge an verbrauchter Energie gesehen werden.

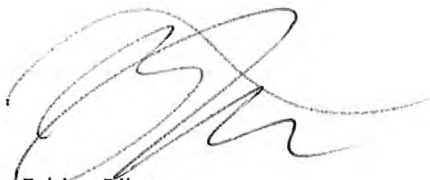
Zuletzt stören wir uns an der Formulierung des erläuternden Berichts in Kapitel 6.4, wonach durch die Verlängerung der Fördermassnahmen keine Mehrbelastung für die Konsumentinnen und Konsumenten entsteht. Dies ist nämlich sehr wohl der Fall. Insgesamt 2,5 Milliarden Franken mehr als ursprünglich vorgesehen müssen Bürgerinnen und Bürger bis 2035 bezahlen. Weiter ist kaum davon auszugehen, dass angesichts der ambitionierten Ausbaupläne bis 2050 der Netzzuschlag wirklich 2035 auslaufen wird.

Für diesen hohen Preis dürfen die Schweizerinnen und Schweizer erwarten, dass das Geld optimal eingesetzt wird und alle Aspekte einer nachhaltigen Energieversorgung respektiert werden. Dies ist unseres Erachtens mit vorliegendem Entwurf nicht gelungen und wir hoffen auf ein besseres Resultat in einer zukünftigen Revision.

Freundliche Grüsse
Avenergy Suisse



Dr. Roland Bilang
Geschäftsführer



Fabian Bilger
Stellvertretender Geschäftsführer

Axpo Holding AG, Parkstrasse 23, 5401 Baden, Switzerland

A-Post

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Ihr Kontakt	Thomas Porchet, Leiter Energiepolitik Schweiz
E-Mail	thomas.porchet@axpo.com
Direktwahl	+41 56 200 31 45
Datum	30. April 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023), Vernehmlassung: Stellungnahme Axpo Holding AG

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zum Entwurf des revidierten Energiegesetzes (E-EnG) und zu den für die Zeit ab 2023 vorgesehenen Fördermassnahmen Stellung nehmen zu können. Gleichzeitig nehmen wir auch die Gelegenheit wahr, uns im Folgenden zu einzelnen, die Wirtschaftlichkeit der inländischen Stromproduktion betreffenden Eckpunkten der Revision des StromVG zu äussern.

Allgemeine Bemerkungen

Die Axpo Gruppe produziert, handelt und vertreibt Energie zuverlässig für über 3 Millionen Menschen und mehrere tausend Unternehmen in der Schweiz und in über 30 Ländern Europas. Zur Axpo Gruppe gehören die Axpo Holding AG mit ihren Töchtern Axpo Power AG, Axpo Solutions AG, Avectris AG sowie Centralschweizerische Kraftwerke AG. Axpo ist zu 100% im Eigentum der Nordostschweizer Kantone und Kantonswerke.

Als grösste Schweizer Produzentin von erneuerbarer Energie erzeugen wir rund 11 TWh Strom aus Wasserkraft und neuen Energien. Mit unseren Tochtergesellschaften Urbasolar und Volkswind sind wir in Europa führend bei Entwicklung, Realisierung, Betrieb und Vermarktung grosser PV- und Windkraftanlagen. An der Staumauer des Muttsees auf 2500 m ü. M. in den Glarner Alpen realisieren wir zudem in einem Pionierprojekt die höchste alpine Solar-Grossanlage. Sie wird voraussichtlich 2021 in Betrieb gehen und nicht nur einen Beitrag zur Stromversorgung im Winterhalbjahr, sondern auch wichtige Daten und Erfahrungswerte für die Forschung liefern.

Axpo begrüsst die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes langfristig verlässliche Rahmenbedingungen für den Zubau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz zu schaffen. Die gegenwärtigen Rahmenbedingungen werden nicht ausreichend Anreize für den Bau zusätzlicher Produktionskapazitäten im Inland setzen. Vielmehr fließen Investitionen heute in jene Länder,

wo die Politik bereits ein förderliches Investitionsklima geschaffen hat. Zur Stärkung der künftigen Versorgungssicherheit sollte die Schweiz einen vergleichbaren regulatorischen Rahmen schaffen.

Investitionen insbesondere in Grossanlagen in der Schweiz scheitern heute hauptsächlich daran, dass die zu erwartenden **Markterlöse mit hohen Unsicherheiten** verbunden sind. Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass auf dem Grosshandelsmarkt auch länger andauernde Tiefpreisphasen vorkommen können. Der geförderte Zubau von Kraftwerken mit tiefen variablen Kosten (insb. PV und Wind) in vielen Ländern Zentral- und Westeuropas wird das zukünftige Risiko sinkender Grosshandelspreise massgeblich erhöhen. Dargebotsabhängige, nicht-steuerbare erneuerbare Technologien sind zusätzlich von einem Kannibalisierungseffekt betroffen: Die gleichzeitige Einspeisung führt zu einem Preiszerfall in den Stunden, in denen sie produzieren können. Investitionen in neue Kraftwerke, welche auf mehrere Jahrzehnte hinaus getätigt werden, unterliegen also einem grossen **Marktpreisrisiko**. Diesem Umstand müssen die neuen Fördermassnahmen Rechnung tragen.

Investitionsbeiträge können zwar, wenn sie genügend hoch sind, den gewünschten Zubau herbeiführen. Da die Investoren dabei aber das volle Marktpreisrisiko tragen müssen, sind sie gezwungen, entsprechende Risikoprämien in ihre Kalkulationen aufzunehmen. Dies senkt die Fördereffizienz und führt zu einem höheren Bedarf an Fördermitteln.¹ Die im erläuternden Bericht auf S. 13 angeführten Beispiele, welche den Investitionsbeiträgen eine besonders hohe Fördereffizienz attestieren, sind unseres Erachtens irreführend.²

Ausschreibungsbasierte gleitende Marktpremien für Grossanlagen

Vorzuziehen ist deshalb **für Grossanlagen aller Technologien** ein Finanzierungsregime, in welchem sich Investoren und Endverbraucher (mittels Netzzuschlag) das Marktpreisrisiko aufteilen. Dabei sollen alle Anreize so gesetzt werden, dass die Anlagen kurzfristig optimal am Markt eingesetzt werden können. Die Kombination aus **Direktvermarktung und gleitender Marktpremie** (auch als Einspeiseprämie bezeichnet), wie sie das bestehende Einspeisevergütungssystem kennt, leistet genau dies.

Das System sollte allerdings so angepasst werden, dass die massgeblichen **Vergütungssätze** nicht mehr administrativ basierend auf einer Schätzung der Gestehungskosten, sondern **grundsätzlich über wettbewerbliche Ausschreibungen festgelegt** werden, und zwar für alle Technologien. Der Wettbewerb verhindert eine Überförderung und führt dazu, dass die Investoren einen Teil des Marktpreisrisikos auf sich nehmen, um den Zuschlag zu erhalten.³ Auch werden durch die Ausschreibung zunächst die effizientesten Anlagen realisiert, es entsteht keine Warteliste und der administrative Aufwand wird insgesamt wesentlich kleiner. Im Gegensatz zum bestehenden Einspeisevergütungssystem führt dieses wettbewerbliche Element zu einem marktlichen Finanzierungsinstrument, wie dies der geltende Artikel 30 Absatz 5 EnG für die Unterstützung der Grosswasserkraft fordert.

Ein System mit ausschreibungsbasierten gleitenden Marktpremien wird unter anderem **in Frankreich und Deutschland erfolgreich angewandt**. Demgegenüber gibt es zu Ausschreibungen von Investitionsbeiträgen, wie sie der Bundesrat vorschlägt, unseres Wissens kaum internationale Erfahrungen.

¹ Exemplarisches Rechenbeispiel (PV-Anlage): Investitionskosten: 1000 CHF/kW, Investitionshorizont: 20 Jahre, Marktpreis Baseload: gleichbleibend 5 Rp./kWh, Marktwertfaktor: 0.9, Volllaststunden: 950. Kalkulationszinssatz mit Risikozuschlag: 7%. Damit ein Investor bei diesen Voraussetzungen in eine Solaranlage investiert, ist ein Investitionsbeitrag von 547 CHF/kW nötig. Nimmt man an, dass der Investor aufgrund der Marktrisikoteilung einer gleitenden Marktpremie den Risikozuschlag um 2 Prozentpunkte senkt, reduziert sich der Förderbedarf um CHF 80/kW auf 467 CHF/kW. Die Förderkosten einer gleitenden Marktpremie fallen also rund 15 Prozent tiefer aus, als bei einem Investitionsbeitrag.

² Im ersten Beispiel (30-kW-PV-Anlage) werden administrativ festgelegte Fördersätze zweier Länder verglichen, die auf unterschiedlichen Grundlagen und Annahmen festgesetzt wurden. Ausserdem muss die Anlage in Deutschland ohne die in der Schweiz möglichen Kostenminderungen durch den Eigenverbrauch auskommen. Beim zweiten Beispiel (1-MW-Anlage) wird ein erwartetes Auktionsergebnis mit einer historisch administrativ festgelegten Einspeisevergütung verglichen. Beide Beispiele lassen keine Aussage über die Fördereffizienz zu.

³ Damit dies tatsächlich geschieht, muss den Investoren die Option gelassen werden, im Falle höherer Marktpreise Erlöse zu erzielen, die über den Vergütungssatz hinausgehen. Auf eine Rückvergütung an den Netzzuschlagsfonds, wie sie heute in Art. 21 Abs. 5 EnG vorgeschrieben ist (sog. Contract for Difference), sollte bei ausschreibungsbasierten Vergütungssätzen verzichtet werden.

Ausschreibungsbasierte gleitende Marktpremien weisen gegenüber Investitionsbeiträgen zusätzlich folgende Vorteile auf:

- Massgeblich für die Höhe der Förderung ist nicht die Marktpreiserwartung zum Zeitpunkt der Investition, sondern der effektive Marktpreisverlauf während der Förderdauer. **Steigt der Marktpreis** etwa aufgrund steigender Nachfrage, CO₂- oder Brennstoffpreise höher als ursprünglich erwartet an, so **reduzieren sich unmittelbar die Förderkosten**. Die gegenläufige Bewegung von Marktpreis und Förderkosten sorgt ferner dafür, dass sich die **finanzielle Gesamtbelastung der Endverbraucher langfristig stabilisiert**.
- Die Stärkung der Versorgungssicherheit ist ein erklärtes Ziel der Revision EnG. Durch eine gleitende Marktpremie ist es einfach möglich, die besonders wichtige Produktion im **Winterhalbjahr zu beanreizen**. Dies kann dadurch geschehen, dass der Vergütungssatz ausgehend vom wettbewerblich ermittelten Gebotspreis in Wintermonaten um einen bestimmten, bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung vorgegebenen Faktor (Anreizfaktor) höher und in Sommermonaten entsprechend tiefer festgelegt wird. Der Investor hat so für Optimierungen der Winterproduktion mehr Planungssicherheit, als wenn er auf die saisonalen Marktpreisdifferenzen vertrauen muss (siehe nachfolgendes Beispiel).
- Die Ausschreibungen können grundsätzlich **technologieübergreifend** stattfinden, da nicht die installierte Leistung pro Kilowatt, sondern die tatsächliche Energieproduktion pro Kilowattstunde entschädigt wird. Die von Technologie zu Technologie stark variierenden Nutzungsmöglichkeiten der installierten Kapazitäten (Volllaststunden) spielen dann keine Rolle. Gleichzeitig erlaubt das Modell aber auch differenzierte Ausschreibungen nach Kategorien, wie dies der Bundesrat für die Investitionsbeiträge vorseht (vgl. Art. 29 Abs. 3 Bst. h E-EnG).
- Um im Auktionsregime **für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch gleiche Voraussetzungen** zu schaffen, besteht die Möglichkeit, die gleitende Marktpremie periodengerecht um jenen Betrag zu kürzen, der den vermiedenen Netznutzungskosten und Abgaben aus dem Eigenverbrauch entspricht. In einem Regime mit Investitionsbeiträgen ist eine Korrektur demgegenüber höchstens a priori auf der Basis des geschätzten künftigen Eigenverbrauchs und der damit verbundenen geschätzten Kostenminderungen möglich. Der Eigenverbrauchsanteil einer Anlage kann sich aber während der Betriebsdauer massgeblich ändern, etwa mittels nachträglicher Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV). Dies zu überwachen und ggf. nachträglich einen Teil des Investitionsbeitrages zurückzufordern, wäre schwierig.

Der **administrative Aufwand** für den Bund **beschränkt** sich auf die Organisation der Auktionen, die Überwachung der Projektfortschritte während der Bauphase und die nachträgliche Abrechnung der gleitenden Marktpremien anhand der gemessenen Produktionsmengen. In einem System mit Investitionsbeiträgen, wie es der Bundesrat vorschlägt, kommen aufwändige Gesuchsprüfungen und Kontrollen zur Einhaltung allfälliger Auflagen während des Betriebs (z. B. zum Eigenverbrauchsanteil) hinzu.

Exemplarische Darstellung der möglichen Ausgestaltung mit Beanreizung der Winterproduktion

Phase 1: Ausschreibung (vor dem Bau)

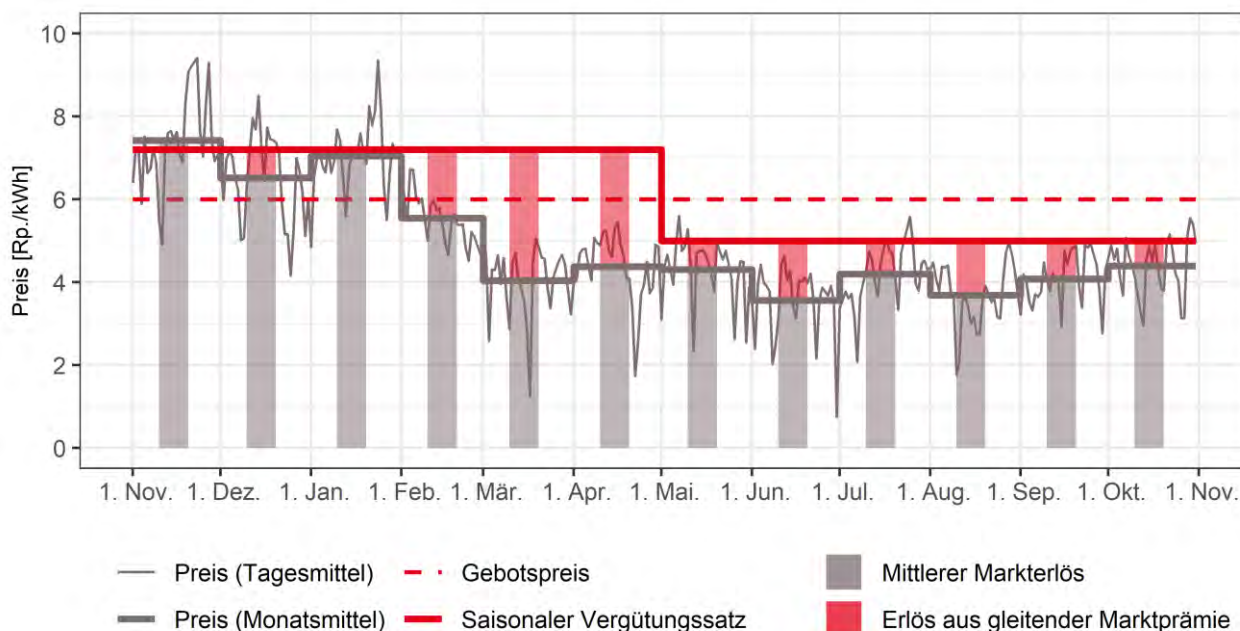
- Der Bund organisiert in periodischen Abständen (z. B. alle 2 Jahre) Ausschreibungen für ein entsprechendes Zubauziel an Jahresproduktion (GWh pro Jahr).
- Der Investor bietet die erwartete Jahresproduktion (GWh) seiner Anlage zu einem Gebotspreis von **x Rp./kWh** in der Ausschreibung.⁴
- Die Anlagen mit den tiefsten Gebotspreisen erhalten den Zuschlag und sind zum Bau der Anlage innerhalb einer zeitlichen Frist⁵ verpflichtet. Die Zuschlagsmenge richtet sich nach dem jährlichen Zubauziel.

⁴ Voraussetzungen zur Gebotsabgabe noch im Detail zu definieren: Keine «Verstopfung» der Warteliste durch unrealistische Projekte. Gleichzeitig braucht es Investitionssicherheit für Planungskosten.

⁵ Frist ggf. je nach Technologie angemessen festzulegen, Berücksichtigung von möglichen Verzögerungen im Bewilligungsverfahren nötig.

Phase 2: Betrieb

Nach Inbetriebnahme erhält der Betreiber während der Förderdauer eine Prämie je eingespeister Kilowattstunde. Sie entspricht der (positiven) Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis (z. B. Swissix-Monatsmittel). Der Vergütungssatz entspricht dem in Phase 1 verwendeten Gebotspreis, wobei dieser mit einem Anreizfaktor versehen werden kann, um Winterproduktion zu beanreizen (saisonaler Vergütungssatz).



Beispiel: Monatliche gleitende Marktprämie bei einem Gebotspreis von $x = 6$ Rp./kWh. Um Anreize für Anlagen mit Winterproduktion zu setzen, wird ein Anreizfaktor so definiert, dass der jeweils geltende saisonale Vergütungssatz (rote Linie) im Winter höher ist als im Sommer. Bei einem Anreizfaktor von beispielsweise 1.2 beträgt der Referenzpreis im Winter⁶ somit 7.2 Rp./kWh ($= 6 \times 1.2$), im Sommer hingegen lediglich 5 Rp./kWh ($= 6 / 1.2$). Die gleitende Marktprämie (rote Säule) entspricht der Differenz zwischen dem saisonalen Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis (hier Monatsmittel, graue Linie).

Investitionsbeiträge und einheitliche marktpreisbasierte Rückliefervergütungen für Kleinanlagen

Kleinanlagen sind in den meisten Fällen mit einem massgeblichen Anteil Eigenverbrauch verbunden. Sie sind somit üblicherweise in einem **viel geringeren Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt** als Grossanlagen. Hinzu kommt, dass bei privaten Haushalten im Gegensatz zu professionellen Investoren oft auch andere als ökonomische Überlegungen eine Rolle spielen.

Eine **Förderung über Investitionsbeiträge/Einmalvergütungen** ist daher für Kleinanlagen weiterhin angebracht. Gewisse Unschärfen, die das System der Investitionsbeiträge mit sich bringt (etwa eine mögliche leichte Unter- oder Überförderung), sind vertretbar. Dafür sind Kleinanlagen von der Teilnahme an Ausschreibungen befreit. Gerade das Instrument der Einmalvergütung für kleine PV-Anlagen (KLEIV) ist gut etabliert und sollte unverändert weitergeführt werden.

Es ist ferner weiterhin angebracht, dass **Kleinproduzenten Anrecht auf eine gesicherte Abnahme und Vergütung ihrer Rücklieferungen** haben. Die **Pflichtvergütung** sollte aber schweizweit einheitlich **zum**

⁶ Winter definiert als Nov.–Apr. Einbezug des Monats April, um zusätzliche Verknappung von Speicherseeinhalten im Frühjahr unmittelbar vor Einsetzen der Schneeschmelze zu vermeiden.

Marktpreis erfolgen.⁷ Zudem sollte die Pflichtabnahme und -vergütung durch eine zentrale Abnahmestelle erfolgen. Der Verteilnetzbetreiber kann diese Pflicht nur dann sinnvoll wahrnehmen, wenn er auch Grundversorger bleibt. Die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte für die Abnahme- und Vergütungspflicht (3 MW oder 5000 MWh/a) sind mit der Direktvermarktungspflicht im Einspeisevergütungssystem bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Ausschreibeverfahren für gleitende Marktpremien in Einklang zu bringen, d. h. tendenziell zu senken. Diese Anpassungen betreffen das EnG und insgesamt das Thema Förderung von erneuerbarer Energie. Sie sollten deshalb im Rahmen der vorliegenden Revision EnG und nicht wie angedacht mit der Revision StromVG erfolgen.

Die **Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen** sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungs-basierte gleitende Marktpremien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren.

Artikel 9 StromVG ist kein primäres Förderinstrument

Die gemäss Faktenblatt Revision StromVG geplante Anpassung von Art. 9 StromVG ist zu begrüßen. Der Katalog möglicher Massnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit wird damit erweitert. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass dieser Artikel nicht geeignet ist, um Ausbauziele zu erreichen, deren Notwendigkeit schon heute feststeht. Für die Erreichung der **Ausbauziele gemäss Art. 2 EnG** sowie die Sicherung von **genügend inländischer Winterproduktion** sind in erster Linie **Massnahmen im EnG** in der laufenden Revision festzulegen. Wir empfehlen hierzu eine saisonale Abstufung des Vergütungssatzes, wie wir dies weiter oben skizziert haben.

Darüber hinaus sind die Förderinstrumente so auszugestalten, dass die Erreichung der gesetzlich verankerten, neu für verbindlich erklärten Ziele erwartet werden darf. Konzeptionell dienen die zusätzlichen Massnahmen für den Ausbau inländischer erneuerbarer Energie nach Art. 9 StromVG nur der Begegnung von unerwarteten Entwicklungen. Dies ergibt sich schon daraus, dass diese Massnahmen dann einem hohen zeitlichen Druck unterliegen werden.

Risikogarantie für Erneuerungen von Grosswasserkraftanlagen

Die Vernehmlassungsvorlage sieht neu gar **keine Unterstützung und Anreize für Erneuerungsinvestitionen bei Grosswasserkraftanlagen über 5 MW** mehr vor. Dieser Entscheid ist nicht nachvollziehbar und läuft den energiepolitischen Zielen zuwider. Die Erhaltung der bestehenden Grosswasserkraftwerke ist für die Versorgungssicherheit und das Erreichen der im EnG festgelegten, verbindlichen Ziele für die Wasserkraft gleich entscheidend wie der Zubau zusätzlicher Produktionskapazitäten. Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt.

- **Bei fehlender Rentabilität** und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen **nur Notreparaturen** vorgenommen. Bei tiefen Marktpreisen ist dies die betriebswirtschaftlich optimale Strategie, auch wenn dabei die Zunahme von ungeplanten Ausfällen bewusst in Kauf genommen werden muss. Dies ist aber nicht die gesamtwirtschaftlich optimale Strategie und geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.
- Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige **Neukonzessionierungen nicht erfolgen** werden. Sie sind meist mit Erneuerungsinvestitionen verbunden, deren Amortisierung für die Betreiber höchst ungewiss ist. Die Umsetzung der Vorgaben nach GSchG wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind in Frage gestellt.

⁷ Selbstverständlich wird dadurch nicht ausgeschlossen, dass einzelne Käufer im freien Markt auch mehr bezahlen dürfen, etwa im Rahmen von Quartierstrom-Märkten und Energiegemeinschaften.

Um diesen Entwicklungen vorzubeugen, ist es wichtig, mindestens **für eine gewisse finanzielle Absicherung von Erneuerungsinvestitionen in Grosswasserkraftanlagen zu sorgen**. Es braucht dazu nicht wie für den Ausbau von neuen Produktionskapazitäten gleitende Marktprämien oder Investitionsbeiträge, sondern es genügt, gewisse Anreize durch eine ex post greifende Garantie für spezifische Risiken zu setzen. Dies betrifft Risiken, die eine Investition aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen verhindern würden.

Das **Hauptrisiko** von Grosswasserkraftbetreibern, das sie selbst langfristig nicht mitigieren können, ist das **Marktpreisrisiko**. Bei länger währenden tiefen Preisen können Erneuerungsinvestitionen nicht amortisiert werden und werden unterlassen. Wir schlagen deshalb ein Modell vor, das die Betreiber teilweise gegen länger währende tiefe Marktpreise in Europa absichert. Hauptidee ist eine **mehrmalige ex post Betrachtung über den Zeitraum von 20 Jahren**. Die Garantiesumme ist dabei auf die Erneuerungsinvestition begrenzt. Konkret sollen Betreiber nach einer wesentlichen Erneuerungsinvestition auf Antrag jeweils nach 5, 10, 15 und 20 Jahren einen prozentualen Anteil der Investitionskosten entschädigt erhalten, falls die durchschnittlichen Marktpreise der je vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Dem Modell liegt damit die Idee eines **rückwirkenden Marktrisikoausgleichs** anstelle einer Förderung zugrunde. Beiträge werden nur dann geleistet, wenn ein langfristiges Risiko eingetroffen ist. Ausgeglichen werden nur länger währende, tiefe Marktpreise. Es wird jeweils rückblickend ein Zeitraum von fünf Jahren betrachtet. Kurzfristige Marktpreisturbulenzen oder -baissen sind damit explizit nicht abgesichert. Durch die längeren Zeiträume wird der administrative Aufwand verringert. Anders als bei der heutigen Marktprämie ist nicht die gesamte Produktion eines unrentablen Kraftwerkes Gegenstand dieser Massnahme, sondern ausschliesslich die wesentliche Erneuerungsinvestition. Dadurch werden die Beiträge deutlich tiefer ausfallen als unter dem auslaufenden Regime der Marktprämie. Die Rentabilität kann gemäss dem für die Marktprämie entwickelten Modell berechnet werden und so auf bestehende, bewährte Rechnungsmodelle zurückgreifen.

Für die **konkrete Ausgestaltung** des Modells schlagen wir vor, dass maximal 60% der Erneuerungsinvestition, d. h. pro Betrachtungszeitraum von 5 Jahren 15%, ausgeglichen werden können. Anhand eines **Beispiels** lässt sich dies veranschaulichen: Ein Wasserkraftwerk tätigt eine Ersatzinvestition von CHF 10 Mio. Nach 5 Jahren berechnet das Werk anhand der Methodik, die für die Marktpreisprämie entwickelt wurde, ob das Werk über die letzten 5 Jahre seine Gestehungskosten decken konnte. Wenn die Marktpreise genügend hoch waren, geschieht nichts. Nach 10 Jahren stellt das Werk wiederum eine Berechnung an, jedoch über die Jahre 6–10. Möglicherweise hat es in diesen 5 Jahren eine länger dauernde tiefe Marktpreisphase gegeben. Das Werk konnte in dieser Zeit seine Gestehungskosten nicht decken und insbesondere seine Ersatzinvestition nicht amortisieren. Dann stellt es Antrag über 15% der Investitionssumme, also CHF 1.5 Mio. Das gleiche Vorgehen wiederholt sich für die Jahre 11–15 und 16–20. Wenn es nur eine längerfristige tiefe Marktpreisphase gab, dann erhält das Werk insgesamt 15% der Investitionssumme. Wenn das Werk in allen vier Phasen seine Gestehungskosten nicht decken konnte, maximal 60% bzw. im Beispiel CHF 6 Mio. Dabei ist zu bedenken, dass die Beiträge durch die Auszahlung bis zu 20 Jahre nach der Investition diskontiert werden müssen. Die tatsächliche maximale auf den Investitionszeitpunkt abdiskontierte Versicherungsleistung fällt entsprechend deutlich tiefer aus.

Zu den einzelnen Artikeln

Antrag

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität (*neu*)

1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

2 Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

3 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.

4 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

5 Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23.

6 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien nach Art. 19 teilnehmen.

7 Bei Photovoltaikanlagen erfolgt die Abnahme der Energie entschädigungslos, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt 70 Prozent der installierten Pannelleistung überschreitet.

Begründung

Zu Absatz 1: Dass Kleinproduzenten Anrecht auf eine Abnahme und Vergütung ihrer Rücklieferungen haben, ist weiterhin angebracht. Die Pflichtabnahme und -vergütung sollte aber durch eine unabhängige, zentrale Abnahmestelle erfolgen. Die Verteilnetzbetreiber können diese Pflicht heute nur deshalb wahrnehmen, weil sie auch mit der Grundversorgung betraut sind. Längerfristig kann dies ändern.

Zu Abs. 2: Für Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität muss weder eine neue Stelle geschaffen, noch müssen entsprechende Kompetenzen aufgebaut werden. Die unabhängige, zentrale Abnahmestelle wird in einer Ausschreibung bestimmt, an der bestehende, aber auch neue Marktakteure teilnehmen können. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten des Ausschreibeverfahrens. Dazu gehört insbesondere auch die Dauer, während der die Teilnehmer die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität übernehmen.

Zu Absatz 4: Die Abnahme- und Vergütungspflicht sollte nur für Kleinanlagen gelten. Für Grossanlagen sollte der Grundsatz der Direktvermarktung gelten. Es gilt daher, die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte (3 MW oder 5000 MWh/a) mit der Direktvermarktungspflicht im Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Regime in Einklang zu bringen, d. h. tendenziell zu senken. Der Formulierungsvorschlag orientiert sich an Art. 21 Abs. 2 EnG.

Zu Absatz 5: Die Vergütung der abgenommenen Elektrizität durch die Abnahmestelle nach dem Referenz-Marktpreis entspricht dem im Faktenblatt zur Revision StromVG festgehaltenen Grundsatz (Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung).

Zu Absatz 7: Bei PV-Anlagen ist im Sinn der Versorgungssicherheit und zur Vermeidung von volkswirtschaftlich fragwürdigen Netzausbauten eine Anschlusskappung vorzuschreiben. Setzt der Anlagenbetreiber die Regelung nicht um, entfällt der Anspruch auf die Entschädigung. Alternativ kann eine analoge Regelung im StromVG aufgenommen werden.

Antrag

Art. 15a Abnahme- und Vergütungspflicht von Gas aus Biomasse und anderen erneuerbaren Energien (neu)

Die materielle Regelung ist Gegenstand der aktuellen Erarbeitung des GasVG.

Begründung

Zur Abnahme und Vergütung von Gas und Elektrizität sollte je ein separater Artikel gelten. Die spezifischen Regelungen für Gas werden derzeit im Rahmen des GasVG diskutiert und sind nicht Gegenstand der Revision EnG.

Antrag

4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien)

Begründung

Wie in den allgemeinen Bemerkungen ausgeführt, sind Investitionsbeiträge allein nicht geeignet, um die im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele zu erreichen. Wir schlagen deshalb zusätzlich die Einführung eines Ausschreibungsverfahrens für gleitende Marktprämien für grosse Anlagen vor. Entsprechend ist der Begriff Einspeisevergütungssystem im gesamten Gesetzestext durch den Begriff Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien zu ersetzen, sofern er sich nicht auf Anlagen bezieht, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen worden sind.

Antrag

Art. 19 Teilnahme am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien

1 Am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien können die Betreiber von ~~Neuanlagen~~ neuen oder erheblich erweiterten Anlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen:

- a. Wasserkraft;
- b. Sonnenenergie;
- c. Windenergie;
- d. Geothermie;
- e. Biomasse.

2 ...

3 ...

4 Nicht am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können die Betreiber von:

- a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW ~~oder von mehr als 10 MW~~;

- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als ~~30~~ 100 kW;
- c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen;
- e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

5 ...

6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe a und b erhöhen und für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen. Gibt es eine Überschneidung mit der Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen ~~Einspeisevergütung~~ gleitenden Marktpremien und Einmalvergütung wählen.

7 ...

Begründung

Das Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien schafft technologieneutrale Anreize für Investitionen in grosse Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Es soll grundsätzlich nur für solche Anlagen gelten. In Konsequenz und mit Blick auf das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele ist eine Einschränkung der teilnahmeberechtigten Anlagen durch eine maximale Leistungsgrenze nicht zielführend.

Die Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungs-basierte gleitende Marktpremien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren.

Antrag

Art. 20 Teilweise Teilnahme

3 (**neu**) Erheblich erweiterte Anlagen nehmen nur im Umfang der dadurch erzielten Mehrproduktion am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien teil.

Begründung

Das Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien schafft Anreize für das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Entsprechend ist bei bestehenden Anlagen nur die durch Erweiterungen erzielte Mehrproduktion teilnahmeberechtigt.

Antrag

Art. 21 Direktvermarktung

1 ...

2 Für ~~einzelne Anlagentypen~~ Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen werden, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen.

3 Die Einspeisevergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der Einspeiseprämie gleitenden Marktprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen.

4 Die Einspeiseprämie gleitende Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.

5 Übersteigt bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.

6 (**neu**) Bei Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, reduziert sich die gleitende Marktprämie um die durch den Eigenverbrauch vermiedenen Netznutzungsentgelte und Abgaben.

Begründung

Mit Einführung des Ausschreibeverfahrens für gleitende Marktprämien sollen Ausnahmen vom Grundsatz der Direktvermarktung nur noch für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen worden sind, gelten.

Der Wettbewerb wird durch das Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien gewährleistet und verhindert eine Überförderung. Dies führt dazu, dass die Investoren einen Teil des Marktpreisrisikos auf sich nehmen, um den Zuschlag zu erhalten. Damit dies tatsächlich geschieht, muss den Investoren die Option gelassen werden, im Falle höherer Marktpreise Erlöse zu erzielen. Auf eine Rückvergütung an den Netzzuschlagsfonds bei Anlagen, die eine gleitende Marktprämie erhalten, sollte bei ausschreibungs-basierten Vergütungssätzen verzichtet werden. Andernfalls entstünde ein Contract-for-Difference-Modell und keine Risikoteilung bzw. eine vollständige Übernahme des Risikos durch den Staat.

Die Gleichbehandlung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch kann schliesslich dadurch erreicht werden, dass die beim Eigenverbrauch vermiedenen Kosten von der gleitenden Marktprämie abgezogen werden.

Antrag

Art. 22 Vergütungssatz

1 (**neu**) Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen und regelt die Einzelheiten.

2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungs-dauer gleich. Er kann saisonal abgestuft werden.

3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen. (**Rest streichen**)

Begründung

Der Vergütungssatz wird im Grundsatz nur noch über Ausschreibungen und nicht mehr administrativ anhand der Gestehungskosten festgelegt. Insbesondere in Fällen ungenügender Liquidität bei den Ausschreibungen sollte der Bundesrat aber im Ausnahmefall die gleitende Marktprämie administrativ festsetzen können (z. B. Übernahme des Ergebnisses von PV-Auktionen auch für andere Technologien).

Antrag

Art. 24 Grundsatz

1...

2 Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämie (Art. 19) teilnehmen können.

Begründung

Die Ergänzung dient der Präzisierung, dass am Grundsatz, wonach Investitionsbeiträge nur für Kleinanlagen gedacht sind, festgehalten wird.

Antrag

Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung

Streichen.

Begründung

Neu sollen Investitionsbeiträge nur noch Kleinanlagen gewährt werden. Für diese Anlagen sind Auktionen nicht zielführend.

Antrag

Art. 26 ~~Investitionsbeitrag~~ Regelungen zur Wasserkraftanlagen

1 ***Streichen.***

2 ***Streichen.***

3 ***Streichen.***

4 1 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach ~~den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2~~ Art. 19 Abs. 1 lit. a erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von ~~einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1~~ einer allfälligen Förderung nach Art. 19 Abs. 1 lit. a abgezogen.

5 2 Die Untergrenzen gemäss ~~Absatz 1~~ Art. 19 Abs. 4 lit. a gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.

6 3 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss ~~Absatz 1~~ Art. 19 Abs. 4 lit. a ausnehmen, sofern sie:

- a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und
- b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind.

7 4 ...

Begründung

Neuanlagen und Erweiterungen von Wasserkraftanlagen sollen neu am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können. Sehr kleine Anlagen sollen dagegen aus ökologischen Gründen weiterhin nicht gefördert werden.

Wir begrüssen es, dass Projektanten einen Teil der Projektierungskosten auch dann entschädigt erhalten, wenn ein Projekt letztlich nicht realisiert werden kann. Dies fördert die Initialisierung von Projekten, deren Machbarkeit nicht von vornherein feststeht. Bei Realisierung sind diese selbstverständlich von der Förderung der Anlage abzuziehen.

Redaktioneller Hinweis: Aus Gründen der Übersicht haben wir diese Regelungen in Art. 26 belassen, teilweise können diese jedoch auf in Art. 19 aufgenommen werden.

Eventualantrag, sollte an Investitionsbeiträgen für Wasserkraftanlagen festgehalten werden

Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

1 ...

2 **Streichen.**

3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt ~~für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.~~

4 ...

5 ...

6 ...

7 ...

Begründung

Der Umwälzbetrieb von Wasserkraftwerken ist in der Schweiz ein zentrales Element, um die Produktion effizient an die Nachfrage anzupassen. Mit den wachsenden Mengen an stochastischer Energie (insb. PV) wird der Umwälzbetrieb noch wichtiger für eine stabile und effiziente Stromversorgung. Vor diesem sieht der neue Art. 13 Abs. 1 EnG vor, dass der Bundesrat Pumpspeicherwerken die Bedeutung als Anlagen von nationalem Interesse zuerkennen kann.

Schliesslich ist nicht nachvollziehbar, warum kleine Anlagen höhere Beiträge erhalten sollen als grosse Anlagen.

Antrag

Art. 26a Risikogarantie für Erneuerungen von Wasserkraftanlagen (**neu**)

1 Für erhebliche Erneuerungen von Wasserkraftanlagen von mindestens 5 MW kann eine Risikogarantie in Anspruch genommen werden.

2 Die Auszahlung kann jeweils 5, 10, 15 und 20 Jahre nach Inbetriebnahme für jeweils 15% der anrechenbaren Investitionskosten beantragt werden (insgesamt max. 60%), falls die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Begründung

Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt. Bei fehlender Rentabilität und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen nur Notreparaturen vorgenommen. Die Zunahme von ungeplanten Ausfällen wird dabei bewusst in Kauf genommen. Dies geht zu Lasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.

Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nun nicht erfolgen werden. Die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind gefährdet.

Mit der Risikogarantie sollen Erneuerungsinvestitionen und damit die Versorgungssicherheit sichergestellt werden, indem für diese Investitionen ein Teil des Marktrisikos ausgeglichen werden kann.

Kommentar

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windkraftanlagen

Windparks ab 10 MW nehmen am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teil. Investitionsbeiträge sollen nur noch Einzelanlagen gewährt werden. Wir haben deshalb in Art. 19 Abs. 6 die Ergänzung eingefügt, dass der Bundesrat auch für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen kann.

Nicht nachvollziehbar ist zudem, warum bei Windkraftanlagen im Gegensatz zu anderen Technologien Beiträge nur an die Kosten von Windmessungen geleistet werden sollen. Die Projektierung von Windkraftanlagen ist ebenso aufwändig und langwierig und entsprechend kostenintensiv. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Realisierung der Projekte wegen unklarer Anforderungen und in Frage gestellter Akzeptanz bei Anwohnern und Stimmbevölkerung mitunter unberechenbar ist. Die Projektanten riskieren bei einer Nichtrealisierung eine vollständige Abschreibung hoher Projektierungskosten. Dies sind wesentliche Gründe dafür, dass der Ausbau der Windkraft stockt und die zur Verfügung stehenden Fördermittel nicht ausgeschöpft werden können.

Kommentar

Art. 29 Abs. 2

Die Aufhebung der Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten wird begrüsst. Dieses Kriterium ist zwar als ökonomisches Prinzip richtig. Die Anwendung bedarf jedoch so vieler Annahmen, dass das Ergebnis willkürlich scheint. Der Bundesrat wird gebeten in der Botschaft auszuführen, welches alternative Kriterium künftig für die Festlegung der Beiträge angewendet werden soll.

Antrag

Art. 38 Auslaufen der Unterstützungen

1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar:

- a. ~~des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes: im Einspeisevergütungssystem des Jahres 2036 im Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien;~~
- b. ...

~~2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes~~ Mit Inkrafttreten der vollständigen Marktöffnung können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.

Begründung

Die vorgesehenen Massnahmen dienen dem Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Ziele sind für das Jahr 2035 und für das Jahr 2050 definiert. Das neue Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien ist folglich auch bis 2035 anzuwenden.

Mit der Marktprämie für Grosswasserkraft wird auch die Priorisierung der Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG) sowie generell die Priorisierung heimischer erneuerbarer Energie (Art. 6 Abs. 5bis StromVG) in der Grundversorgung bis zur Marktöffnung weitergeführt. Ein weiterer Systemwechsel in der Grundversorgung vor der Marktöffnung ist zu vermeiden. Die Marktprämie für Grosswasserkraft selbst ist mindestens weiterzuführen bis die gemäss Art. 31 Abs. 5 EnG vorgesehen marktnahen Instrumente für die Grosswasserkraft inkraft treten.

Für die Berücksichtigung unsere Anliegen danken wir Ihnen und stehen für Fragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Thomas Sieber
CEO a.i.



Alena Weibel
Head Public Affairs & Media Relations

Sede di Giubiasco
Persona di riferimento: CB
Telefono +41 (0)91 850 06 06
Telefax +41 (0)91 850 06 07
E-mail info@aziendarifiuti.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Geht per Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Vs.rif: / vs. lettera

Giubiasco, 25 giugno 2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023).

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Simonetta Sommaruga

Wir möchten uns für die Möglichkeit bedanken, dass wir uns zu diesem wichtigen Dossier einbringen dürfen.

L'Azienda Cantonale dei Rifiuti betreibt eine Kehrrechtverbrennungsanlage in Giubiasco und leistet bereits heute ein Beitrag zur erneuerbaren Stromproduktion

Wir dürfen Ihnen versichern, dass wir das Ziel der Vorlage vollumfänglich unterstützen, nämlich mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Wir unterstützen dementsprechend auch, dass die bereits bestehenden Förderinstrumente im Energiegesetz länger angewendet und punktuell weiterentwickelt werden.

Grundsätzliche Bemerkungen

a) Gleichbehandlung

Wir sind der Meinung, dass alle Technologien zur Erreichung der Ziele des EnG berücksichtigt und auch alle gleich behandelt werden müssen, ob von privaten oder öffentlichen Investoren.

Wir gehen davon aus, dass die Förderbeiträge in allen Bereichen so angesetzt werden, dass unangemessene Gewinne von privaten oder öffentlichen Unternehmern verhindert werden.

Wir begrüßen zudem eine regelmässige Anpassung der zukünftigen Förderung unter Berücksichtigung veränderter Rahmenbedingungen. Sollten z.B. die Strommarktpreise

steigen, ist auch die Förderhöhe bei den Grosswasserkraftwerken entsprechend anzupassen.

b) Investitionsbeiträge bei Infrastrukturanlagen

Unsere Branche hat einer Anpassung weg von der KEV hin zu Investitionsbeiträgen bereits 2014 zugestimmt, obwohl damit die Fördersumme bei den ARA und KVA zugunsten von anderen Bereichen deutlich reduziert wurde. Wichtig für die Infrastrukturanlagen ist, dass die Förderung mit klar definierten Investitionsbeiträgen planbar und von uns für den Entscheidung über die Realisierung von Projekten berücksichtigt werden kann. Dabei hilft uns auch wesentlich, dass in der Revision vorgesehen ist, die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten zukünftig fallen zu lassen.

c) Anreize zur Steigerung der Winterproduktion und Flexibilität

Die Stromproduktion im Winter wird zu einem Problem werden. Diesem Aspekt sollte auch bei der Revision des EnG Beachtung geschenkt und Technologien mit einem höheren Anteil an Winterstromproduktion auch höhere Fördergelder entrichtet werden, als Anreiz für vermehrte Winterstromproduktion.

Ebenso ist bei der Förderhöhe zu berücksichtigen, wenn die Produktion kurzfristig an den zeitlichen Bedarf angepasst oder Reservekapazitäten bereitgestellt werden, sei dies durch Speicherung oder Lastverschiebungen. Dies dient auch dem wetterabhängigen Ausgleich von Sonne- und Windstrom.

In diesem Sinne sollten auch die Bemühungen im Bereich der Technologien unterstützt werden, die für die Speicherung prädisponieren, wie z.B. die Herstellung von Strom aus Wasserstoff.

Anträge zu den einzelnen Artikeln

Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomassenanlagen

Wir begrüßen sehr, dass Biomasseanlagen gefördert werden. Wir verstehen aber nicht, dass Kehrlichtverwertungsanlagen sowie Klärgasanlagen gestrichen werden sollen. Wir beantragen nachfolgende Änderungen.

Art. 27 Abs. 2: Der Ansatz von 60% der anrechenbaren Investitionen von Biomassenanlagen ist nochmals im Vergleich zu anderen Energieträgern zu prüfen, insbesondere mit solchen, die viel geringere Betriebskosten aufweisen.

Art. 27 Abs. 3

- a Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrlichtverwertungsanlagen): Es werden nur Projekte gefördert, die aufzeigen, dass nach der Realisierung die verlangten energetischen Mindestanforderungen gemäss Art. 32 VVEA (Verordnung über die Vermeidung und Entsorgung von Abfällen, SR 814:600) erfüllt werden.
- b ist zwingend zu streichen
(*Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiergasanlagen sind gleichberechtigt wie die anderen Biomasseanlagen zu behandeln*).

- c Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe für die Stromproduktion nutzen, haben keinen Anspruch auf Investitionsbeiträge. Das An- oder Abfahren z.B. der gesamten Kehrlichtverwertungsanlage und der dafür notwendige kurzfristige Bedarf an fossilen Brenn- oder Treibstoffen zählt nicht zur Stromproduktion.

Begründung:

- Die Streichung von bestimmten Biomasseanlagen ist ungerecht, nicht nachvollziehbar und auch bezüglich der Ziele des EnG kontraproduktiv, weshalb in Art. 27 Abs. 3 Buchstabe a anzupassen und Buchstabe b zwingend zu streichen ist.
- Das Schweizer Parlament hat bereits 2014 einmal die Streichung der Förderung für Kehrlichtverwertungsanlagen (KVA) und Abwasserreinigungsanlagen (ARA) klar abgelehnt und einer weiteren Förderung deutlich zugestimmt.
- Um die Ziele des EnG zu erreichen, dürfen nicht einzelne Bereiche ausgeschlossen werden, angesichts der beschränkten Mittel insbesondere diejenigen nicht, die keine überdurchschnittliche Förderung beanspruchen.
- Die Stromproduktion aus KVA und Klärgas ist CO₂-frei.
- Die Stromproduktion von KVA und Klärgas ist besonders wertvoll, da sie unabhängig von Wettereinflüssen und zuverlässig im Winter und Sommer anfällt.
- Die Stromproduktion von KVA und Klärgas ist kurzfristig flexibel (regelbar) und verfügt dank Kehrlichtbunker sowie Klärgasspeicher und Faulturm über Speicherkapazitäten. Dadurch wird auch die Kopplung der Netze gestärkt.
- Die Potenziale zur Steigerung der Stromproduktion von KVA und Klärgas sind noch sehr gross und können einen beträchtlichen Beitrag zur Erreichung der angestrebten Ziele des EnG leisten. Alleine durch technische Verbesserungen lassen sich die Wirkungsgrade noch deutlich steigern. Bei den ARA kann zudem die spezifische Klärgasproduktion noch deutlich erhöht werden.
- Für den Bau neuer, energieeffizienter und den Ersatz bestehender Blockheizkraftwerke (BHKW) braucht es für die ARA dringend eine angemessene Förderung, da die Anlagen nicht betriebswirtschaftlich sind. Dies gilt für private gleich wie für öffentliche ARA.
- Ohne Anreize werden alte, energieineffiziente BHKW auf ARA noch längere Zeit weiterbetrieben und nicht durch viel energieeffizientere Anlagen ersetzt.
- Ohne Förderung werden v.a. die grösseren ARA ihr Klärgas ins Erdgasnetz einspeisen, was angesichts der Verluste bei der Aufbereitung und einer geringeren Wertigkeit der Verwendung (vorwiegend für Heizzwecke) energie- und klimapolitisch viel weniger sinnvoll ist als die Verstromung mit Abwärmenutzung auf der ARA selbst. Dieser Strom ist hochwertig und kann mittels Wärmepumpen oder Elektroautos mit einem um Faktor vier besseren Energiewirkungsgrad als vergleichbare Gasheizungen oder Gasautos genutzt werden, wodurch die Klärgas-BHKW in der Bilanz doppelt so viel CO₂ reduzieren können als die Einspeisung ins Erdgasnetz.
- Bei den KVA wird angesichts der tiefen Marktpreise ein Ersatz der alten, weniger effizienten Stromproduktionsanlage möglichst hinausgezögert. Bei einem Ersatz wird eine kostengünstige Lösung zur Erfüllung der minimalen energetischen Anforderungen (ENE 0.55) realisiert, während mit einer entsprechenden Förderung

Technologien mit weit höheren Wirkungsgraden (ENE 0.90 oder höher) ermöglicht werden, was eine Steigerung der Stromproduktion um die Hälfte ermöglicht.

- Wir befürworten eine Förderung bei den KVA ausdrücklich nur, wenn auch die energetischen Wirkungsgrade eingehalten werden.
- Ohne Förderung bei den ARA und KVA ist zu befürchten, dass Stoffströme zu Biomasseanlagen mit geringerer Energienutzung abfliessen und dadurch mit dem Abfall weniger Energie bzw. Strom erzeugt wird.
- Ohne diese Förderung werden die Energiepotenziale also nicht ausgeschöpft. Es ist sogar zu befürchten, dass selbst bestehende Stromproduktionsanlagen nicht mehr ersetzt werden und die erzeugte Strommenge stark zurückgeht.
- Dadurch werden auch die Wirtschaft und die Arbeitsplatzsicherung darunter leiden, da weniger investiert und auch weniger Aufträge im Inland vergeben werden.
- Die Abwasser- und Abfallgebühren werden von der Bevölkerung, der Wirtschaft und öffentlichen Institutionen bezahlt, damit das Abwasser sowie der Abfall umweltgerecht, effizient und möglichst wirtschaftlich entsorgt werden. Diese Gebühren dürfen deshalb nicht für anderweitige Aufgaben zweckentfremdet genutzt und keine unwirtschaftlichen Energieanlagen damit finanziert werden. Auch über das Gewässerschutzgesetz können keine Vorgaben für reine Energiezwecke wie BHKW oder ARA-externe Wärmenutzung gemacht werden, sondern nur zur Reinigungsleistung bzw. den entsprechenden Anlagenteile. Hier bietet InfraWatt Hand sinnvolle und wirksame Massnahmen zu Steigerung der Energieeffizienz zu entwickeln.
- Der Preisüberwacher vom Eidg. Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung WBF bestätigt diesen Sachverhalt. Er fordert u.a. in seinem Papier "Mehr Kostenwahrheit bei Abfallenergie!" vom Juni 2018 ausdrücklich, dass einerseits der Bau und Betrieb der Anlagen wirtschaftlich sein muss und dass Investitionen in Energieinfrastrukturen (Strom und Fernwärme) nicht über die Gebühren quersubventioniert werden dürfen, sonst drohen ungedeckte Kosten. Dies gilt vom Grundsatz auch für ARA.
- Im Papier Anleitung und Checkliste zur Festlegung der Gebühren in den Bereichen Wasser und Abwasser vom Okt. 2018 schreibt der Eidg. Preisüberwacher auch, dass gemäss Verursacherprinzip derjenige die Kosten einer Umweltbelastung zu tragen hat, welcher Massnahmen nach diesem Gesetz verursacht. D.h. also, dass die Reinigung des Abwassers über die Abwassergebühren zu finanzieren sind, die betriebsfremde Stromerzeugung wie auch die externe Abwasserwärmenutzung hingegen nicht, sondern dementsprechend über Energiegebühren.
- Es entspricht nicht unserem Rechtsverständnis, wenn z.B. Biogasanlagen, Photovoltaikanlagen, Grosswasserkraftwerke etc., welche auch von öffentlich finanzierten Unternehmungen erstellt werden, mit dem EnG gefördert werden sollen und Kläranlagen und KVA nicht.

Art. 28 Abs. 1 und 2

¹ Wer einen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel in Anspruch nehmen will, darf mit dem Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten erst beginnen, nachdem das BFE eine Zusicherung abgegeben hat. Das BFE kann einen früheren Baubeginn bewilligen,

attenamhaften Anteil an der Wärmelieferung (Abwärme) oder als Wärmebezüger einnehmen, da die Lebensdauer solcher Betriebe nicht über längere Zeit von 25 - 30 Jahren garantiert werden können, wie es bei Wärmenetzen üblich ist. In diesem neuen Art. 33.b ist zu ergänzen, dass dieser nur gilt, solange keine andere, gleichwertige Risikogarantie auf Bundeseben verankert wird.

Art. 55

Wir begrüssen ausdrücklich, dass bei Nichterreichen der Richtwerte zusätzliche notwendige Massnahmen geprüft und vom Bundesrat beantragt werden.

Mit diesen pragmatischen Vorschlägen lässt sich rasch und einfach die Wirkung des EnG bzw. die erneuerbare Stromproduktion mit den gleichen Geldern steigern. Es würde uns freuen, wenn Sie diese Möglichkeiten prüfen und unterstützen möchten, denn wir sind überzeugt, dass die Abfall- und Abwasserbranchen auf Anreize viel stärker reagieren als über zusätzliche Vorgaben.

Bei Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Azienda Cantonale dei Rifiuti

Il Direttore

avv. Claudio Broggin



Azienda Elettrica Ticinese

El Stradùn 74
CH- 6513 Monte Carasso

tel. +41 (0)91 822 27 11

fax +41 (0)91 822 27 95

info@aet.ch

www.aet.ch

RACCOMANDATA

Ufficio Federale dell'Energia
Divisione Efficienza Energetica e
Energie Rinnovabili
Servizio di coordinamento
3003 Berna

Invio elettronico a:
EnG@bfe.admin.ch

N. ref.
PAA

V. ref.
-

Monte Carasso, 24 giugno 2020

Presa di posizione sulla revisione della legge federale sull'energia (LEne)

Gentili Signore, egregi Signori,

vi ringraziamo della possibilità data per esprimerci in merito alle modifiche e alle novità contenute nella proposta di revisione della legge sull'energia (LEne) messa in consultazione lo scorso mese di aprile.

L'Azienda elettrica ticinese (AET) è un istituto di diritto pubblico fondato nel 1958 che opera nel commercio, nella produzione e nel trasporto di energia elettrica in Svizzera e all'estero. Grazie ai suoi 250 collaboratori l'azienda gestisce e controlla attraverso il proprio Centro di Comando a Monte Carasso oltre 500 km di rete di trasporto e l'impiego di oltre 50 gruppi idroelettrici propri e di terzi a sud delle alpi, per una produzione media annua di oltre 3'500 GWh, ed è il principale fornitore delle aziende distributrici di energia elettrica ticinese e di numerose aziende di grandi dimensioni.

Tra i progetti in corso segnaliamo la partecipazione nella Parco eolico del San Gottardo SA (società che sta realizzando un parco da ca. 12 MW per una produzione annua di 16 GWh) e la costruzione della nuova centrale idroelettrica della Ritom SA (60 MW di potenza con impianto di pompaggio). AET è pure attiva nel settore delle nuove energie rinnovabili, attraverso la commercializzazione diretta di 124 GWh di energia proveniente da 22 impianti fotovoltaici, idroelettrici e biomassa, per una potenza totale installata di 23 MW.

AET partecipa inoltre in imprese e società partner di produzione energetica in Svizzera e all'estero. Il "Trading Floor" AET è presente sulle principali borse elettriche europee, intermediando volumi di energia che nel 2019 hanno sfiorato i 20'000 GWh.

Negli ultimi anni AET si è affermata tra le grandi aziende elettriche Svizzere come importante attore e come punto di riferimento per la produzione e distribuzione di energia elettrica in Ticino e in Svizzera: sulla base dell'esperienza e delle conoscenze acquisite ci permettiamo di trasmettervi le nostre considerazioni e proposte in merito ai capitoli che toccano maggiormente i nostri settori operativi.

1. Considerazioni iniziali

AET accoglie favorevolmente l'intenzione del Consiglio federale di rivedere la LEné affinché si possano creare delle condizioni quadro affidabili e a lungo termine per favorire l'incremento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili in Svizzera. Le condizioni attuali non forniscono infatti incentivi sufficienti per la costruzione di ulteriori capacità di produzione indigene e gli investimenti si spostano in quelle nazioni dove la politica ha già creato condizioni favorevoli allo sviluppo di nuovi impianti. Per rafforzare in futuro la sicurezza dell'approvvigionamento nazionale, la Svizzera dovrebbe stabilire un quadro legislativo paragonabile.

Gli investimenti negli impianti di produzione in Svizzera sono in calo anche perché i ricavi attesi sul mercato elettrico sono associati a forti incertezze. Negli scorsi anni il mercato è stato caratterizzato da periodi prolungati di prezzi bassi; la costruzione sovvenzionata di impianti con bassi costi variabili (soprattutto fotovoltaici ed eolici) in molti paesi dell'Europa centrale e occidentale aumenterà il rischio di un ulteriore calo dei prezzi all'ingrosso. Impianti di questo tipo, la cui produzione non può essere pianificata e varia fortemente in funzione della disponibilità di sole e vento, generano un effetto di "cannibalismo": l'immissione simultanea di grossi quantitativi porta ad un crollo dei prezzi proprio nelle ore in cui gli impianti possono produrre. Anche gli investimenti in nuove centrali convenzionali subiscono questo elevato rischio del prezzo di mercato, per tutta la durata di vita dell'impianto che sarà di diversi decenni. Questa fattispecie deve essere tenuta in considerazione nella discussione di nuove misure di sostegno.

I Contributi d'investimento, allorché adeguatamente dotati, possono effettivamente contribuire all'incremento desiderato, ma non sono sufficienti. Chi investe deve comunque sostenere l'intero rischio del prezzo di mercato per un periodo molto lungo e si vede costretto a considerare un premio per il rischio nel suo modello economico. Questo riduce l'efficacia dei Contributi d'investimento e porta ad un maggiore fabbisogno di mezzi di finanziamento. AET considera che gli esempi riportati nel rapporto esplicativo a pag. 14, che attribuiscono ai Contributi d'investimento un'efficienza particolarmente elevata, sono fuorvianti, eccessivamente ottimistici e non permettono una corretta valutazione. Il progetto presentato non crea le condizioni per raggiungere tali obiettivi, in particolare per il mantenimento e il rinnovo degli impianti di produzione di energia idroelettrica. Per questo motivo AET ritiene necessari alcuni adeguamenti fondamentali nell'attuale progetto di revisione della LEné, per favorire gli investimenti e rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento a lungo termine in Svizzera.

Pertanto AET propone:

- una riorganizzazione delle modalità di sostegno alla Forza idrica al fine di rispecchiare meglio la realtà economica per quanto riguarda gli incentivi agli investimenti;
- di istituire, oltre agli incentivi proposti, uno strumento che funga da assicurazione per le centrali idroelettriche durante i periodi prolungati di prezzi bassi e che favorisca gli investimenti di rinnovamento a lungo termine;
- una stretta coordinazione e un allineamento della revisione della LEné con la revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), per evitare modifiche temporanee del sistema e relativo adeguamento delle disposizioni transitorie, in particolare per il Premio di mercato per gli impianti idroelettrici di grandi dimensioni;
- una messa in discussione del modello di mercato dell'energia elettrica, in modo che all'indispensabile contributo della Forza idrica per la sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera venga dato il giusto valore.

2. Quadro generale

Nell'ambito della strategia energetica 2050 (SE 2050), la Confederazione ha stabilito che la Forza idrica, pilastro centrale della sicurezza dell'approvvigionamento, deve essere mantenuta e fortemente incrementata, assieme alle altre energie da fonti rinnovabili. Secondo l'art. 6 cpv. 2 della LEnE, l'approvvigionamento energetico è compito del settore dell'energia, mentre il governo federale e i Cantoni creano le condizioni quadro necessarie.

Per un approvvigionamento di energia elettrica sicuro, è necessario un mercato dell'elettricità dove vengono promosse le necessarie condizioni e orientato alla competitività (art. 1 LAEI). Questo principio è attualmente utilizzato anche per determinare gli incentivi (Remunerazione per l'immissione di elettricità orientata ai Costi (RIC), Contributi d'investimento e Premio di mercato), il che significa che il valore del sostegno alle energie rinnovabili deriva principalmente dal prezzo di mercato energy only (EOM)¹.

Il mercato svizzero dell'elettricità è fortemente interconnesso con il mercato europeo, di conseguenza il prezzo dell'elettricità all'ingrosso in Svizzera è influenzato dagli effetti del commercio di materie prime in Europa. Nonostante in Svizzera l'approvvigionamento elettrico è pressoché esente da emissioni di CO₂, i prezzi dell'elettricità sono fissati principalmente attraverso le negoziazioni di fonti energetiche fossili, quotate in borse europee o mondiali. La politica cinese di importazione del carbone e la politica europea in materia di CO₂ hanno sul prezzo dell'elettricità un'influenza nettamente maggiore rispetto a quella della variazione della domanda/offerta sul mercato svizzero: il valore economico ed ecologico dell'elettricità rinnovabile indigena dipende da fattori esogeni e completamente erratici.

Gli ultimi anni, con il crollo dei prezzi nel 2016 e la timida ripresa da allora, hanno dimostrato che questo meccanismo europeo di determinazione dei prezzi, che si basa in gran parte sui costi marginali delle centrali a combustibili fossili, ha un impatto particolarmente negativo sull'energia idroelettrica svizzera. Per ovviare a questa circostanza è stato introdotto il cosiddetto Premio di mercato, di cui hanno beneficiato molti impianti di grandi dimensioni, soprattutto quelli di importanza sistemica. Secondo le pubblicazioni dell'Ufficio federale dell'energia (UFE), nel 2018 è stato versato un Premio di mercato per 13,5 TWh e nel 2019 per poco meno di 9 TWh di produzione di energia idroelettrica da impianti di grandi dimensioni, mentre ulteriori volumi di produzione hanno potuto essere venduti nel servizio universale con il metodo "cost plus". Altrimenti detto, con questo meccanismo di prezzi marginali una parte significativa dell'energia idroelettrica svizzera non è competitiva sul mercato europeo, pur rimanendo comunque fondamentale per la sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera. Per il 2020, diversi segnali indicano un nuovo aumento dei Premi di mercato riconosciuti, in quanto dopo il 2019 i prezzi all'ingrosso non hanno recuperato in modo sostenibile.

Questi problemi fondamentali della produzione di energia elettrica svizzera saranno amplificati da ulteriori incertezze:

- grande insicurezza riguardo all'integrazione del mercato elettrico svizzero in quello dell'Unione europea (UE). Quest'ultimo è in continua evoluzione, ciò che rende sempre più difficile valutare le conseguenze economiche per l'energia idroelettrica svizzera;
- l'attuale crisi globale causata dal Coronavirus (COVID-19) dimostra che in situazioni difficili la solidarietà internazionale è subordinata agli interessi nazionali. È quindi lecito chiedersi se la sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera possa essere garantita anche con una strategia d'importazione, come previsto dalla Strategia energetica 2050;

¹ Un mercato energy-only (EOM) remunera soltanto l'energia effettivamente prodotta, diversamente ad es. da un mercato della capacità che remunera invece anche la disponibilità di capacità produttiva di energia.

- nel rapporto esplicativo del progetto di modifica delle LEné si afferma che i valori della domanda di consumo di energia elettrica non tengono ancora pienamente conto dei principali sviluppi tecnologici (accoppiamento dei settori, elettromobilità, ecc.) e che sono necessarie ulteriori misure nell'ambito delle linee guida di consumo. Nella consapevolezza di questo eccesso di domanda, diventano ancora più indispensabili degli incentivi per investimenti efficaci ed efficienti.

In considerazione delle condizioni economiche sopra delineate, le misure di sostegno previste nell'ambito del progetto di revisione della LEné non sembrano avere un obiettivo realistico: per raggiungere i 37,4 TWh annuali di energia da impianti idroelettrici di grandi dimensioni nel 2035 è necessario il mantenimento del volume di produzione degli impianti esistenti con l'aggiunta di una significativa produzione netta di circa 2-3 TWh/anno. Secondo AET, la realizzazione di entrambi gli obiettivi è di difficile attuazione:

- contrariamente a quanto ipotizzato nel rapporto esplicativo (pag. 19), nonostante la recente ripresa dei prezzi all'ingrosso sul mercato dell'energia elettrica, i costi di produzione di molti impianti esistenti non saranno coperti, il capitale verrà consumato e non sarà più disponibile per gli investimenti di rinnovo, mettendo a repentaglio la continuità dell'esercizio. Inoltre, le norme legislative ambientali per la Forza idrica sono in costante aumento. Secondo uno studio dell'Associazione svizzera di economia delle acque (SVW)², le perdite per i deflussi residuali a seguito del risanamento dei corsi d'acqua soggetti a prelievi di impianti esistenti causeranno una perdita di produzione di 810 GWh entro il 2035 e di 2'280 GWh al 2050. Al netto di queste perdite, gli obiettivi di aumento della produzione richiedono un aumento reale di 1'910 GWh entro il 2035 (equivalente alla produzione annua degli impianti di Ofima e Ofible in Ticino) e di 4'580 GWh entro il 2050; si tratta di valori molto ambiziosi;
- i rischi di mercato applicati sulla durata di vita di una centrale idroelettrica di grandi dimensioni sono difficilmente sostenibili con l'attuale meccanismo di determinazione dei prezzi. La Svizzera, nella sua particolarità di Paese piccolo ma altamente interconnesso, è alla mercé degli sviluppi economici e geopolitici europei e mondiali, con conseguenze sul prezzo dell'elettricità svizzera e di riflesso sulle centrali idroelettriche di grandi dimensioni. Una significativa espansione della Forza idrica, come previsto nel rapporto, è in realtà di difficile attuazione alla luce dell'attuale situazione di investimenti, in quanto non potrà autofinanziarsi. Sempre più frequentemente viene investito unicamente lo stretto necessario a garantire la sicurezza d'esercizio;
- la flessibilità dell'energia idroelettrica è di importanza fondamentale per la sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera, sia oggi che in futuro, in quanto permette di compensare le crescenti fluttuazioni della rete elettrica a breve, medio e lungo termine. Tuttavia, questo ruolo di compensazione non è sufficientemente riconosciuto, sia a causa della formazione dei prezzi nel mercato EOM, sia a causa di interventi normativi (ad es. nel mercato delle prestazioni di servizio relative al sistema PSRS). È quindi importante che i principi della formazione dei prezzi vengano messi in discussione e che la sicurezza dell'approvvigionamento non vada a carico delle imposizioni fiscali generali. Questa funzione assicurativa dovrebbe invece essere inclusa nel prezzo dell'elettricità e quindi essere a carico del consumatore di energia elettrica in base al rapporto causa effetto, come già introdotto da alcuni paesi europei;
- la situazione generale è aggravata dai corrispettivi dovuti all'ente pubblico sull'energia idroelettrica (canoni d'acqua), dagli elevati requisiti ambientali imposti e da imminenti riversioni o scadenza delle concessioni di molte centrali idroelettriche di grandi dimensioni, con un rendimento su un corto spazio temporale.

² Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband SWV: Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen, Kurzfassung, 2018



3. Posizione di AET sulla nuova normativa proposta

AET saluta positivamente l'impulso dato all'incremento delle energie rinnovabili indigene attraverso una migliore base giuridica prevista nella LEne. Con la conversione dei precedenti valori indicativi per l'anno 2035 in valori vincolanti e la formulazione di obiettivi per l'anno 2050, si aumenta la sicurezza della pianificazione e si consolidano i punti chiave della Strategia energetica 2050. Tuttavia riteniamo che il raggiungimento di questi valori sia incerto, soprattutto per quanto riguarda l'energia idroelettrica nelle condizioni di mercato che constatiamo da diversi anni. Alla luce di ciò, per AET è indispensabile che la forza idrica, elemento centrale della sicurezza dell'approvvigionamento, poggi su basi solide e durature.

Per questi motivi, AET ritiene che, nell'ambito della revisione della LEne, debbano venire integrati i seguenti miglioramenti.

3.1. Giusto valore agli impianti idroelettrici di grosse dimensioni in Svizzera

Come accennato precedentemente, la Forza idrica in Svizzera non è adeguatamente valorizzata a causa dei costi marginali delle centrali fossili. Riteniamo indispensabile una visione globale del sistema e, nello specifico, coordinare e allineare la revisione della LEne con la revisione della LAEI. In particolare, nell'ambito della revisione di quest'ultima, si dovrà affrontare meglio anche l'aspetto dei ricavi della produzione di energia rinnovabile non sovvenzionata.

Una coordinazione con la revisione della LAEI implica il mantenimento del Premio di mercato esistente (art. 30 LEne) fino alla completa apertura del mercato ai sensi della revisione della LAEI e la sostituzione dell'attuale termine delle misure di sostegno (art. 38 cpv. 2 LEne) con una nuova disposizione transitoria. Un tale adeguamento permetterebbe di garantire una continuità delle misure di sostegno (art. 30 cpv. 5 LEne) ed eviterebbe una modifica del sistema della determinazione delle tariffe di base per il servizio universale conformemente all'attuale LAEI.

Il valore delle energie rinnovabili indigene può essere rispecchiato e valorizzato meglio attraverso una diversa gestione delle Garanzie di Origine (GO), indipendente dal mercato EOM. Il requisito di qualità proposto per la fornitura nel servizio universale è un passo nella giusta direzione. Il valore dell'energia idroelettrica verrebbe rafforzato attraverso un obbligo di etichettatura mensile dell'energia elettrica e creerebbe degli incentivi per incrementare la produzione invernale.

L'energia idroelettrica svizzera contribuisce già oggi in modo essenziale alla sicurezza dell'approvvigionamento del nostro Paese. Nonostante il valore di questa funzione sia ovvio, spesso citato ed elogiato, essa non copre i propri costi attraverso il mercato EOM, anche se il sistema elettrico nazionale e la sua sicurezza dipendono in misura importante dall'energia idroelettrica flessibile, ora e in futuro. Il suo effettivo valore economico risiede non tanto nella fornitura di energia ma nella disponibilità a fornire energia e potenza in un preciso istante, su richiesta, in modo affidabile e flessibile. Solo con un cambiamento fondamentale del modello di mercato, in cui la disponibilità della produzione nell'istante richiesto riceve un valore, le soluzioni di stoccaggio (stagionali) potranno essere incentivate dal mercato in modo efficace.

3.2. Mantenimento della sostanza degli impianti idroelettrici in Svizzera

L'energia idroelettrica rappresenta oggi ca. il 60 % della produzione di elettricità in Svizzera e continuerà ad essere un pilastro centrale dell'approvvigionamento elettrico. Soprattutto nel contesto attuale, risulta chiaro quanto sia importante per la Svizzera avere un certo grado di autosufficienza, obiettivo giustamente fissato attraverso i valori di riferimento per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili formulati nella SE 2050. A tale scopo è indispensabile che l'energia idroelettrica sia in grado di coprire i propri costi e che i futuri investimenti di rinnovamento possano essere ammortizzati. L'affermazione riportata nel rapporto esplicativo del progetto di revisione della LEn (pag. 18) secondo cui gli investimenti di rinnovamento vengono effettuati indipendentemente dalla loro redditività è pertanto altamente fuorviante e pericolosa. Rammentiamo che nel caso di rinnovo di concessioni esistenti, le centrali idroelettriche vengono considerate impianti nuovi per quanto riguarda la legislazione ambientale, delle acque, gli aspetti economici e tecnici, con le relative conseguenze finanziarie, di compatibilità ambientale e di accettazione sociale. Se la Svizzera vuole continuare ad affidarsi alla Forza idrica come pilastro della sicurezza dell'approvvigionamento, essa non deve essere utilizzata per consumare del capitale.

AET ritiene fondamentale, nel quadro del progetto di revisione della LEn, attribuire una priorità più elevata al mantenimento della produzione idroelettrica esistente. Gli obiettivi di incremento ai sensi dell'art. 2 LEn sono indubbiamente importanti per la SE 2050, ma la salvaguardia della produzione esistente è altrettanto importante. Per poter continuare a garantire un'elevata quota di energia idroelettrica, ogni anno devono essere investiti circa CHF 500 milioni nel mantenimento della Forza idrica esistente. Negli ultimi anni, tuttavia, gli investimenti sono stati notevolmente inferiori a causa dei bassi prezzi di mercato. Se questi ultimi scendono a un livello basso per un periodo prolungato, mentre il carico fiscale rimane invariato, gli investimenti si riducono allo stretto necessario per garantire la sicurezza dell'impianto. Di conseguenza lo stato generale degli impianti si deteriora, il che da un lato ha un impatto negativo sulla sicurezza dell'approvvigionamento e dall'altro contribuisce a non raggiungere gli obiettivi della SE 2050.

È quindi inopportuno e incomprensibile per AET che il progetto di revisione escluda esplicitamente dagli incentivi la promozione di rinnovamenti considerevoli di impianti con una capacità superiore a 5 MW, tanto più che il limite di capacità è fissato arbitrariamente. L'introduzione di questo limite porta ad un ulteriore trattamento iniquo tra gli esercenti. Inoltre, le argomentazioni addotte nelle spiegazioni sono fuorvianti e contraddicono direttamente gli obiettivi esposti nella relazione. Il Consiglio federale dovrebbe avere un interesse a presentare strumenti a sostegno più ampi che consentano alle società idroelettriche di investire in tutti i propri impianti esistenti anche in periodi di mercato difficili.

In quest'ottica AET ritiene indispensabile l'introduzione di Contributi d'investimento vincolati, nel senso di un'assicurazione contro il rischio di prezzo di mercato, secondo una metodologia "ex-post" analoga a quanto applicato oggi nel Sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (SRI). Il contributo verrebbe versato se i prezzi medi di mercato degli ultimi cinque anni dall'investimento di rinnovo saranno stati inferiori al costo di produzione dell'impianto, ad esempio in quattro fasi dopo 5, 10, 15 e 20 anni, ciascuna con un massimo del 15% dei costi di investimento riconosciuti (in totale massimo 60%). Ciò significherebbe che gli impianti esistenti verrebbero adeguatamente rinnovati anche in presenza di un mercato sfavorevole, al posto di subire interventi puntuali o straordinari, sostenendo così in modo duraturo l'affidabilità e quindi anche la sicurezza dell'approvvigionamento.

3.3. Aste per impianti di grandi dimensioni

L'introduzione di uno strumento basato su un bando di gara offrirebbe sia alla Confederazione che agli investitori una maggiore flessibilità e dovrebbe quindi essere esaminato nel contesto dell'adempimento di entrambe le mozioni 18.3000 *"Incentivare gli investimenti per il mantenimento a lungo termine degli impianti di produzione di energia elettrica svizzeri"* e 19.3004 *"Assicurare a lungo termine l'approvvigionamento elettrico. Garanzia e chiarezza delle responsabilità"*, alle quali riteniamo non sia data sufficiente risposta.

Secondo AET un sistema di finanziamento, nel quale gli impianti di grandi dimensioni di tutte le tecnologie abbiano un regime in cui gli investitori e i consumatori finali condividano il rischio del prezzo di mercato (mediante un supplemento di rete) sarebbe maggiormente efficiente e dunque da prediligere. Così facendo tutti gli incentivi vengono fissati in modo tale che gli investimenti possano essere utilizzati in modo ottimale sul mercato a breve termine. Una combinazione della Commercializzazione diretta con un Premio di mercato mobile (noto anche come feed-in premium), simile al Sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (SRI) attuale, sarebbe da promuovere. In Francia, tra gli altri paesi, è in fase di sviluppo un sistema di questo tipo, mentre non esiste quasi nessuna esperienza internazionale per delle gare d'appalto per i Contributi d'investimento come proposto. Il sistema dovrebbe essere adattato in modo tale che le tariffe di remunerazione non siano più basate su una stima dei costi di produzione degli impianti di riferimento, ma attraverso gare d'appalto competitive per ogni tecnologia. Questo sistema permette di fissare l'importo della sovvenzione non sulla base del prezzo dell'energia sul mercato previsto al momento dell'investimento, ma seguendone l'effettiva evoluzione durante il periodo di sostegno. Se il prezzo di mercato aumenta più di quanto originariamente previsto, a causa dell'aumento della domanda, dei prezzi dei diritti di emissione di CO₂ o dei combustibili, gli importi degli incentivi diminuiranno di conseguenza. Inoltre attraverso un modello con Premio di mercato mobile, risulta più facile stimolare la produzione particolarmente importante nel semestre invernale. La concorrenza impedisce il sovrafinanziamento e porta gli investitori ad assumersi parte del rischio di prezzo di mercato. Inoltre, una gara d'appalto individuerà gli impianti efficienti, non ci sarà nessuna lista d'attesa e l'impegno amministrativo complessivo sarà minore. A differenza dell'attuale sistema di tariffe di remunerazione, questo sistema di aste porterebbe un modello conforme al mercato, come richiesto dall'attuale art. 30 cpv. 5 LEné nell'ambito delle misure di sostegno per l'elettricità proveniente da grandi impianti idroelettrici.

3.4. Prolungamento degli incentivi

AET ritiene che il periodo di validità delle misure di sostegno fino al 2035 contenuto nella proposta di revisione è troppo corto, poiché le decisioni di investimento per impianti idroelettrici di grandi dimensioni comportano spesso un rischio operativo di durata ben maggiore. Non ci si può aspettare che qualcuno investa in progetti di questa taglia senza avere nessuna sicurezza di ammortizzarli. Il progetto di revisione presentato non tiene conto di questa realtà. L'aumento (modesto) dei Contributi d'investimento è insufficiente per la sicurezza di pianificazione auspicata dal Consiglio federale nel rapporto esplicativo (pag. 6).

Come già esposto nei capitoli precedenti, AET chiede pertanto che la Confederazione, nell'ambito della revisione della LEné, stabilisca, oltre agli strumenti proposti, anche uno strumento di tipo assicurativo, che funga da salvataggio per gli impianti idroelettrici nel caso di lunghi periodi caratterizzati da prezzi bassi. Questo strumento dovrebbe essere disponibile solo in tempi di crisi, essere utilizzato solo per il tempo effettivamente necessario e potrebbe anche essere combinato con un premio e/o un obbligo di rimborso.

3.5. Distinzione tra impianti di grandi e piccole dimensioni

La distinzione tra impianti di piccole e grandi dimensioni deve essere mantenuta. Per i piccoli impianti, il sistema di contributo unico (senza gara d'appalto) è consolidato, rodato ed efficiente nella gestione amministrativa. Il pagamento del contributo unico dovrebbe essere previsto in modo da sfruttare al massimo le superfici sui tetti per impianti fotovoltaici.

Inoltre, si dovrebbe esaminare se possibile aumentare gli incentivi per la produzione invernale per tutte le tecnologie, prevedendo anche la possibilità di commercializzare in modo raggruppato diversi piccoli impianti (gruppi di investimento) in modo che uniti possano rientrare nella categoria dei grandi impianti e partecipare alla gara d'appalto. La soglia tra impianti di grandi e piccole dimensioni dovrebbe essere definita a livello di ordinanza piuttosto che a livello legislativo. Questo garantirebbe maggiore flessibilità e offrirebbe al Consiglio federale la possibilità di intervenire per meglio equilibrare la distribuzione dei fondi. In generale AET sostiene che a livello legislativo vengano definiti unicamente i principi, i valori chiave e i metodi, mentre i dettagli dovrebbero essere regolamentati a livello di ordinanza. Ciò semplifica gli adeguamenti necessari in seguito a revisioni periodiche, mantenendo al contempo la certezza giuridica e della pianificazione.

3.6. Mezzi finanziari insufficienti

Per raggiungere gli obiettivi della SE 2050 nel campo dell'energia idroelettrica è necessario un concetto globale che affronti e diminuisca gli ostacoli procedurali, soprattutto in campo ambientale. La definizione di obiettivi vincolanti per l'energia idroelettrica e l'aumento dei sussidi non sono di per sé una garanzia della realizzazione di un maggior numero di progetti di nuova costruzione, ampliamento e rinnovo.

Negli ultimi decenni, i requisiti ambientali per l'energia idroelettrica sono aumentati costantemente. Il SWV ha dimostrato in uno studio³ che, in applicazione della prassi attuale, l'attuazione delle disposizioni in materia di deflussi residuali secondo la legge sulla protezione delle acque (LPac) porterà a perdite significativamente più elevate di quelle ipotizzate dal governo federale nei suoi principi sul potenziale idroelettrico. Nella definizione degli obiettivi di incremento e dei corrispondenti modelli di finanziamento occorrerà pertanto tenere in debita considerazione le maggiori perdite derivanti dagli indennizzi per il risanamento dei corsi d'acqua, altrimenti gli obiettivi della SE 2050 saranno messi a repentaglio.

3.7. Aumento delle capacità di stoccaggio, sinergie con il pompaggio

La promozione del fotovoltaico e dell'energia eolica in tutta Europa, ma anche in Svizzera, porterà a un aumento della domanda di impianti di stoccaggio a breve e lungo termine. Le centrali di pompaggio sono ideali per garantire la stabilità del sistema e l'integrazione di forme di generazione volatili. Inoltre, grazie al loro rendimento, rimarranno concorrenziali anche a lungo termine per lo stoccaggio nei brevi periodi.

Per questi motivi ci pare inspiegabile che le centrali a pompaggio rilevanti per il sistema continuo a essere escluse da qualsiasi forma di promozione, tanto più che queste centrali possono dare un contributo non solo nazionale ma anche internazionale alla stabilità della rete e sono quindi anche di interesse economico per la Svizzera. Ricordiamo che la progettazione e la costruzione di tali impianti comporta lunghi tempi di realizzazione: se nel corso del prossimo decennio emergerà una grande domanda come previsto dalla SE 2050, a quel momento sarà probabilmente troppo tardi per una tempestiva messa in servizio.

³ Pfammatter R., N. Semadeni-Wicki: Energieeinbussen durch Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick. Wasser Energie Luft 4/2018.

3.8. Sostegno dell'energia eolica

AET condivide il fatto che, conformemente all'art. 26 cpv. 4 della LEné, sia previsto un contributo d'investimento per i costi di progettazione di nuovi impianti idroelettrici o ampliamenti considerevoli. Non è tuttavia chiaro il motivo per cui per l'energia eolica (art. 27a cpv. 3 LEné) questo contributo d'investimento sia limitato alle misurazioni del vento. Anche per i progetti di energia eolica, oltre alle misurazioni del vento, vengono sostenuti notevoli costi e rischi di pianificazione del progetto, che meritano di essere sostenuti nel senso di un trattamento equo di tutte le tecnologie. Questo aspetto è importante anche in considerazione del fatto che l'energia eolica può contribuire in modo significativo all'aumento della produzione invernale in Svizzera.

3.9. Obbligo di ritiro e remunerazione

In vista della prevista apertura completa del mercato, appare fuori contesto il fatto che il progetto di revisione della LEné in consultazione (art. 15) preveda ancora l'obbligo di ritiro e di remunerazione da parte dei gestori di rete di distribuzione. Ai fini di una rigorosa separazione tra rete (monopolio) e energia (mercato), il gestore della rete di distribuzione non dovrebbe essere nuovamente incaricato di compiti non monopolistici attraverso un inutile obbligo di acquisto. Questo compito dovrebbe venir assunto da un ente indipendente, che potrà essere incaricato nell'ambito di una gara d'appalto, e che potrà applicare competenze esistenti in materia di commercializzazione diretta, ad es. acquistando energia a un prezzo di mercato uniforme in tutta la Svizzera per poi commercializzarla nei mercati elettrici all'ingrosso.

3.10. Abolizione dell'esame dei sovraccosti non ammortizzabili (SNA)

AET accoglie con favore l'abolizione dell'esame dei sovraccosti non ammortizzabili nella determinazione dei contributi d'investimento (art. 29a, cpv 2, let a LEné). Nonostante riteniamo corretto il principio economico di questo criterio, la sua applicazione richiede la definizione di un numero di ipotesi tale da rendere il risultato arbitrario. Riteniamo che la curva dei prezzi futura (PFC) sia sopravvalutata, e di conseguenza non si è creato quasi nessun incentivo agli investimenti.

L'abrogazione proposta porta però nel frattempo ad una situazione di incertezza giuridica, per cui invitiamo il Consiglio federale a indicare nel suo messaggio quale criterio alternativo sarà utilizzato in futuro per determinare i contributi.



4. Sintesi

Le principali proposte di AET sulla proposta di revisione LEnE:

- nessuna soppressione dei Contributi d'investimento agli investimenti di rinnovamento degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni esistenti;
- miglioramento degli incentivi agli investimenti per rinnovamento, estensione e costruzione di nuovi impianti attraverso l'implementazione di un modello con Contributi d'investimento vincolati o un Premio di mercato mobile fissato tramite delle aste;
- in coordinamento con la revisione della LAEI: analisi dell'introduzione di un concetto assicurativo per energia e potenza che premi adeguatamente il contributo della Forza idrica alla sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera;
- maggiore coordinazione tra la revisione della LEnE e la revisione della LAEI, in particolare nel merito dell'estensione del Premio di mercato per le centrali idroelettriche di grandi dimensioni fino alla completa apertura del mercato in Svizzera.

Vi ringraziamo sin d'ora per l'attenzione che vorrete dare alle nostre considerazioni e rimanendo naturalmente a disposizione per maggiori chiarimenti cogliamo l'occasione per porgere in nostri più distinti saluti.

Azienda Elettrica Ticinese

A stylized, handwritten signature in blue ink, belonging to Roberto Pronini.

Roberto Pronini
Direttore

A stylized, handwritten signature in blue ink, belonging to Andrea Papina.

Andrea Papina
Progetti strategici

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Bern, 08.05.2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Energiegesetzes (EnG) äussern zu dürfen.

Die BKW begrüsst die Stossrichtung des Bundesrates, die Förderung der erneuerbaren Energien künftig marktnäher und wettbewerblicher auszugestalten. Dazu eignet sich das vom Bundesrat vorgeschlagene Modell der Investitionsbeiträge. Da dieses Modell für den erneuerbaren Strom weder eine feste Abnahme noch einen fixierten Abnahmepreis garantiert, verbleiben bei den Investoren starke Anreize, ihre Anlagen effizient und nach den Bedürfnissen des Marktes zu betreiben. Im Gegensatz zu anderen Fördermodellen wie der Einspeisevergütung oder der sog. gleitenden Marktpremie übernimmt der Staat hier *nicht* mehrheitlich die Marktpreisrisiken. Dies erhöht einerseits die Planbarkeit der öffentlichen Finanzierung bzw. der Abgabenbelastung der Endverbraucher. Andererseits ist ein rascherer und einfacherer Übergang in ein rein marktwirtschaftliches System möglich, da die öffentliche Hand mit den einmaligen Investitionsbeiträgen keine langjährigen Zahlungsverpflichtungen eingehen muss. Schliesslich soll die Förderung der erneuerbaren Energien kein Dauerzustand, sondern lediglich eine Anschubfinanzierung während einer Übergangsphase darstellen.

Auf die folgenden spezifischen Aspekte möchten wir besonders hinweisen:

- **Ausschreibungen für sämtliche Technologien:** Die BKW begrüsst, dass der Bundesrat für die Förderung grosser PV-Anlagen wettbewerbliche Ausschreibungen zur Vergabe der Investitionsbeiträge vorsieht. Erfahrungen aus dem Ausland illustrieren, dass durch die Anwendung von Ausschreibungen die Förderbeiträge pro Kilowattstunde zusätzlich reduziert werden konnten. Mit den begrenzten Fördermitteln können also mehr Erneuerbare gefördert werden. Einerseits gehen mit dem wettbewerblichen Verfahren generell stärkere Effizienzanreize für den Bau und Betrieb der Anlagen einher.

Andererseits werden durch die Ausschreibungen systematisch jene Anlagen priorisiert, deren spezifische Gestehungskosten im Vergleich mit anderen tiefer liegen bzw. deren Produktion einen höheren Ertrag erzielt, also eher den Bedürfnissen am Markt entspricht. Darüber hinaus ist die Festlegung der Beiträge einfacher als bei den administrierten Investitionsbeiträgen, deren Höhe anhand der individuellen Kosten- und Ertragssituation jeder Anlage berechnet werden muss. Das Instrument der Ausschreibung von Investitionsbeiträgen sollte daher nicht nur auf grosse PV-Anlagen beschränkt werden. Sofern ausreichend Projekte vorhanden sind, sollten Ausschreibungen bei weiteren Technologien wie der Wasser- oder Windkraft oder auch Biomasse Anwendung finden.

- **Erneuerbare Produkte in der Grundversorgung:** Wir begrüßen das Auslaufen der Marktprämie für die bestehende Grosswasserkraft. Das Instrument schafft keinerlei Anreize für Investitionen in den Erhalt oder den Ausbau der Wasserkraft. Die frei werdenden Mittel können sinnvoller für den Ausbau der erneuerbaren Energie genutzt werden. Vom Auslaufen der Marktprämie ist indirekt aber auch die im Rahmen der Strategie Stromnetze geschaffenen Möglichkeit einer Priorisierung inländischer erneuerbarer Energie in der Grundversorgung betroffen. Denn der zugrundeliegende Art. 6 Abs. 5bis StromVG nimmt direkt Bezug auf Art. 30 EnG, der die Marktprämie regelt. Im Hinblick auf die Markttöffnung, bei welcher der Bundesrat weiterhin ein Standard-Grundversorgungsprodukt mit Schweizer Strom aus erneuerbarer Energie vorsieht, sollte die Möglichkeit einer Priorisierung im Sinne einer Übergangsregelung weiter erhalten bleiben. Dadurch können in der Phase bis zur Markttöffnung aufwändige Anpassungen bei der Ausgestaltung der Grundversorgungsprodukte vermieden und eine Kontinuität sichergestellt werden.
- **Keine Quersubventionen über die Netztarife:** Die Produktion erneuerbarer Energie wird bislang ergänzend über die Möglichkeit des Eigenverbrauchs gefördert. Der Produzent profitiert von finanziellen Vorteilen im Zusammenhang mit Einsparungen bei der Netznutzung sowie den Abgaben. Weil damit keine effektiven Kosteneinsparungen beim Netzausbau bzw. dem -betrieb einhergehen, müssen diese Vorteile durch einen generell höheren Netznutzungstarif finanziert werden. Damit verbunden ist eine Quersubventionierung: Verbraucher ohne eigene Produktion zahlen über den höheren Tarif eine Subvention an jene Verbraucher mit Eigenproduktion. Diese intransparente Querfinanzierung ist weder sachgerecht noch effizient. Wir begrüßen es daher, dass der Bundesrat im Rahmen der StromVG-Revision eine verursachergerechtere Netztarifierung vorsieht. Weil die Netzkosten von der maximalen Anschlussleistung abhängen, sollte konsequenterweise auch der Netztarif auf dieser Basis berechnet werden. Damit wären Anreize verbunden, bei der Optimierung des Eigenverbrauchs auch eine Minimierung der Anschlussleistung zu erzielen, wodurch gleichzeitig Netzkosten reduziert würden. Daneben möchten wir generell darauf hinweisen, dass beim Ausbau der dezentralen Stromproduktion begleitende Massnahmen zur Dämpfung eines Netzkostenanstiegs nötig sind. Um den Ausbau der Verteilnetze in Grenzen zu halten, sollte die Möglichkeit einer Beschränkung der Einspeiseleistung bei PV-Anlagen in Betracht gezogen werden, wie dies auch im Ausland verbreitet praktiziert wird («Peak-Shaving»).
- **Ergänzende Instrumente für die Versorgungssicherheit:** Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ist nicht in jedem Fall eine höhere Stromversorgungssicherheit verbunden. Simulationen der Versorgungsstabilität zeigen, dass in der Schweiz Stromengpässe am ehesten gegen Winterende drohen, wenn die Speicherbecken weitgehend geleert sind und gleichzeitig Stromimporte unterbrochen sind. Zusätzliche inländische PV-Anlagen hätten in einer solchen Situation kaum einen Nutzen für die Versorgungsstabilität, da ihr Produktionspotenzial in diesen späten Wintermonaten noch zu gering ist. Wir begrüßen es daher, dass der Bundesrat im Rahmen der StromVG-Revision mit der *Speicherreserve* sowie der Möglichkeit von *Ausschreibungen für neue (Winter-) Stromproduktionskapazitäten* ergänzende, marktbasierte Instrumente für die

kurz- und längerfristige Stromversorgungssicherheit vorsieht. Allerdings sollten diese separaten Ausschreibungen technologieneutral erfolgen und Gaskraftwerke nicht im Voraus ausschliessen. Sie könnten als Back-up-Technologie zur Überbrückung kritischer Situationen gegen Winterende nötig werden und aufgrund ihrer relativ tiefen Investitionskosten ökonomisch sinnvoll sein. Da solche Anlagen nur in Ausnahmesituationen eingesetzt würden, wäre ihr CO₂-Ausstoss gering.

Im Anhang senden wir Ihnen unsere detaillierten gesetzlichen Anpassungsvorschläge im Rahmen der EnG-Revision. Für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme bei der weiteren Behandlung des Geschäfts bedanken wir uns im Voraus und stehen Ihnen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

BKW Energie AG



Dr. Antje Kanngiesser
Leiterin Group Markets & Services



Dr. Urs Meister
Leiter Markets & Regulation

Anhang: Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

Anhang: Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

1. Energiegesetz (EnG)

Im Folgenden werden die einzelnen Änderungsvorschläge der BKW aufgeführt und begründet:

Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:

- a. neue Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mindestens 1 MW;
- b. erhebliche Erweiterungen von Anlagen, die nach der Erweiterung eine Leistung von mindestens 300 kW aufweisen; und
- c. erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW und höchstens ~~5~~ 10 MW.

1bis Der Bundesrat kann vorsehen, dass die Vergabe der Investitionsbeiträge für die Wasserkraft mittels Ausschreibung erfolgt.

2 Kein Anspruch auf Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage.

3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, **sofern die Vergabe nicht mittels einer Ausschreibung erfolgt.**

4 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2 erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.

5 Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.

6 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss Absatz 1 ausnehmen, sofern sie:

- a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und
- b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind.

7 Das UVEK bezeichnet Anlagen, die aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Ziele nach Artikel 2 Absatz 2 bei der Gewährung des Beitrags nach Absatz 1 Buchstaben a und b **sowie Absatz 1bis** prioritär behandelt werden.

Begründung:

Abs. 1 Bst. c: Generell ist davon auszugehen, dass Erneuerungsinvestitionen bei grossen Wasserkraftwerken grösstenteils wirtschaftlich sind. Kritischer ist die Wirtschaftlichkeit solcher Reinvestitionen bei kleineren Anlagen. Zwar sieht der Bundesrat dort die Möglichkeit von Investitionsbeiträgen vor, allerdings setzt er die Grenze unseres Erachtens eher zu tief an. Bei anhaltend tiefen Marktpreisen könnten sich Reinvestitionen bei vielen Anlagen mit einer Grösse zwischen 5 und 10 MW als

nicht wirtschaftlich erweisen. Die Obergrenze für Investitionsbeiträge an erhebliche Erneuerungen sollte daher von 5 auf 10 MW angehoben werden.

Abs. 1bis: Erfahrungen aus dem Ausland illustrieren den Nutzen von Ausschreibungen bei der Ermittlung der Förderbeiträge. Mittels Ausschreibungen können die Förderbeiträge pro Kilowattstunde reduziert werden, so dass mit den begrenzten Fördermitteln mehr erneuerbare Energien ausgebaut werden können. Darüber hinaus haben Ausschreibungen den Vorteil, dass sie einfacher zu handhaben sind als administrierte Investitionsbeiträge, deren Höhe anhand der individuellen Kosten- und Ertragssituation berechnet wird. Das Instrument der Ausschreibung von Investitionsbeiträgen sollte daher nicht im Voraus auf grosse Photovoltaikanlagen beschränkt werden. Sofern ausreichend Projekte vorhanden sind, sollten Ausschreibungen bei weiteren Technologien wie der Wasser- oder Windkraft oder auch Biomasse Anwendung finden.

Abs. 4: Die Projektentwicklung von Wasserkraftanlagen ist mit sehr hohen Planungskosten verbunden. Aus Sicht der BKW ist richtig und wichtig, dass für Projektkosten der Beitragsantrag separat eingereicht werden kann. Die Revisionsvorlage nennt keine Details, bis wie weit zurück die Projektierungsbeiträge angerechnet werden dürfen und welche Bedingungen dazu führen, dass nicht der Maximalsatz entrichtet wird. Um Investoren für ihre Entscheidung Planungssicherheiten zu geben, sollten Rahmenbedingungen möglichst früh festgelegt werden.

Abs. 7: Die BKW begrüsst die Möglichkeit einer Priorisierung von Anlagen mit erheblichem Beitrag zur Zielerreichung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien bzw. zur Stromversorgungssicherheit.

Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

1 Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen, kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.

1bis Der Bundesrat kann vorsehen, dass die Vergabe der Investitionsbeiträge für die Biomasseanlagen mittels Ausschreibungen erfolgt.

2 Der Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen, **die nicht an einer Ausschreibung nach Absatz 1bis teilnehmen können**, beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

3 Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:

- a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen;
- c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

Begründung:

Abs. 1bis: Der Bundesrat soll die Möglichkeit der Vergabe von Investitionsbeiträgen mittels Ausschreibungen für andere Technologie als Photovoltaik nicht im Voraus ausschliessen. Ausschreibungen bei Biomasseanlagen werden im Ausland durchgeführt, so z.B. in Deutschland bereits seit September 2017. Auch in der Schweiz kann für die Vergabe von Investitionsbeiträgen ein Ausschreibungsverfahren eingeführt werden.

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

1 Für neue Windenergieanlagen in einer nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung (Windpark) kann, wenn der Windpark eine Leistung von mindestens 10 MW aufweist, ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.

1bis Der Bundesrat kann vorsehen, dass die Vergabe der Investitionsbeiträge für die Windenergieanlagen mittels Ausschreibungen erfolgt.

2 Der Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen, die an einer Ausschreibung nach Absatz 1bis nicht teilnehmen können, beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

3 Für ~~Windmessungen~~ die Projektierung von Windenergieanlagen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren ~~Windmessungskosten~~ Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.

4 Für einzelne Windenergieanlagen kann abweichend von Absatz 1 ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden, wenn der Standortkanton den Bau von einzelnen Windenergieanlagen vorsieht.

Begründung:

Abs. 1bis: Der Bundesrat soll die Möglichkeit der Vergabe von Investitionsbeträgen mittels Ausschreibungen für andere Technologie als Photovoltaik nicht im Voraus ausschliessen. Ausschreibungen bei Windenergieanlagen werden im Ausland durchgeführt, so z.B. in Deutschland bereits seit Mai 2017. Auch in der Schweiz kann für die Vergabe von Investitionsbeträgen ein Ausschreibeverfahren eingeführt werden.

Abs. 3: Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb der Bundesrat in Bezug auf die Projektierungsbeiträge die Windenergie anders behandelt als Wasserkraft und Geothermie. Bei allen drei Technologien sind die Planungs- und Projektierungskosten erheblich. Dies wird im Erläuterungsbericht zur Eng-Revision auch so ausgeführt. Um eine ungerechtfertigte Ungleichbehandlung der Technologien zu vermeiden, sollten auch bei den Windenergieanlagen Beiträge für die *gesamten* Projektierungskosten separat beantragt werden können, analog den Regelungen bei Wasserkraft und Geothermie.

Art. 29 Sachüberschrift, Abs. 1 Einleitungssatz, Abs. 2 und Abs. 3 und Bst. h–k

1 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten für die Investitionsbeiträge nach diesem Kapitel, insbesondere:

2 Aufgehoben

3 Der Bundesrat kann zudem insbesondere vorsehen:

h. unterschiedliche Kategorien innerhalb der einzelnen Technologien;

i. Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip für Investitionsbeiträge nach Art. 26–27b bei bestimmten Leistungsklassen;

j. die Herabsetzung der Obergrenze von Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe c;

k. dass Projektanten, die einen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel erhalten, dem Bund Daten und Informationen, die im öffentlichen Interesse stehen, zur Verfügung stellen müssen.

Anmerkung:

Abs. 3 Bst. k: Bei der Umsetzung muss darauf geachtet werden, dass vertrauliche Projektinformationen nicht als öffentliches Interesse definiert werden.

Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste

1 Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten:

a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die:

1. wettbewerblichen Ausschreibungen,
2. Geothermie-Investitionsbeiträge und -Garantien,
3. Entschädigung nach Artikel 34;

b. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 Absatz 1 und 1bis für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW.

2 Für Wasserkraftanlagen nach Artikel 26 Absatz 7 können die Mittel nach Absatz 1 Buchstabe b, die für die gesamte Dauer der Fördermassnahme zur Verfügung stehen werden, jederzeit verwendet werden.

3 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Photovoltaik-Kontingent). Es kann auch für die übrigen Technologien Kontingente festlegen. Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung Rechnung.

4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.

Anmerkung:

Abs. 1 Bst. b: Die BKW begrüsst die vorgesehene Verdoppelung der Mittel zuhanden des Ausbaus der Grosswasserkraft. Für die Grosswasserkraft standen bisher 0,1 Rp./kWh aus dem Netzzuschlag zur Verfügung. Alle zwei Jahre wurden rund 100 MCHF vergeben; die Mittel des ersten Stichtags (für die Jahre 2018 und 2019) wurden bereits vollständig verpflichtet. Ohne die nun vorgesehene Aufstockung bestünde die Möglichkeit, dass weitere Grosswasserkraftprojekte gar nicht oder nur mit grosser Verspätung realisiert werden könnten, da die dazu nötigen Mittel nicht zur Verfügung stünden.

2. Ergänzende Anpassungen im Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Im Folgenden werden die einzelnen Änderungsvorschläge der BKW aufgeführt und begründet:

Art. 6 Abs. 5^{bis} Lieferpflicht und Tarifgestaltung für feste Endverbraucher

Soweit die Betreiber der Verteilnetze die festen Endverbraucher mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien beliefern, dürfen sie ~~bis zum Auslaufen der Marktprämie nach Artikel 30 des Energiegesetzes vom 30. September 2016~~ die Gestehungskosten dieser Elektrizität in die Tarife einrechnen und müssen Preisvorteile nach Absatz 5 nicht miteinrechnen. Dieses Recht gilt nur für Elektrizität aus Erzeugungskapazitäten im

Inland abzüglich allfälliger Unterstützungen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten und kann Ausnahmen vorsehen.

Begründung:

Im Hinblick auf die Marktöffnung, bei welcher der Bundesrat in der künftigen Grundversorgung verbindlich ein Standardprodukt mit Schweizer Strom aus erneuerbarer Energie vorsieht, sollte die Möglichkeit der Priorisierung im Sinne einer Übergangsregelung bis zur Marktöffnung erhalten bleiben. Dadurch könnten aufwändige Anpassungen bei der Ausgestaltung der Grundversorgungsprodukte vermieden und eine Kontinuität bis zur Marktöffnung sichergestellt werden.



Luzern, 15.05.2020

Kontakt Michael Beer
Direktwahl 041 249 50 52
E-Mail Michael.Beer@ckw.ch

CKW • Postfach • 6002 Luzern

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

E-Mail: EnG@bfe.admin.ch

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin,
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Schaffung eines förderlichen Investitionsklimas und stabiler Rahmenbedingungen für die Stromproduktion aus inländischen Erneuerbaren ist für CKW ein wichtiges Anliegen. Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. CKW ist als Energieproduzentin, als Verteilnetzbetreiberin und als Energiedienstleisterin von den vorgeschlagenen Änderungen direkt betroffen.

Wir haben bei der Prüfung des vorliegenden Gesetzesentwurfs intensiv mit den anderen Gesellschaften der Axpo Gruppe zusammengearbeitet. Unsere detaillierten Anpassungsvorschläge und Argumente sind in die Stellungnahme der Axpo Holding eingeflossen, die wir in allen Punkten teilen und auf die wir hiermit gerne verweisen.

Im Folgenden seien die aus Sicht CKW besonders wichtigen Aspekte kurz zusammengefasst.

Grundsätzliches

- CKW unterstützt die Absicht des Bundesrats, **zusätzliche Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien** zu schaffen. Ein massgeblicher Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Inland wird im bestehenden Marktumfeld und Regulierungsrahmen sonst nicht stattfinden, ist aber für die langfristige Versorgungssicherheit wichtig.
- CKW begrüsst weiter, dass der Bundesrat eine **möglichst marktnahe Ausgestaltung der Förderinstrumente** anstrebt. Zentral für eine wettbewerbliche Marktordnung sind folgende Elemente:
 - Die Vergabe von Fördermitteln mittels **Auktionen** sorgt für eine effiziente Erreichung der Ausbauziele.
 - Das Prinzip der **Direktvermarktung** setzt Anreize für einen optimalen Kraftwerkseinsatz.

- Der **vollständig liberalisierte Strommarkt** schafft gleich lange Spiesse für alle Marktteilnehmer und Raum für innovative Stromprodukte für Endverbraucher und Prosumer, gerade im Bereich der erneuerbaren Energien.

Fördermodell für den Zubau von Erneuerbaren

- Für **Kleinanlagen**, welche meist nur in einem beschränkten Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt sind, erachtet CKW das Instrument der **Investitionsbeiträge** bzw. **Einmalvergütungen** als weiterhin geeignet und unterstützt den Bundesrat in seiner Absicht, diese Instrumente bis 2035 zu verlängern.
- Für **Grossanlagen sämtlicher Technologien** bevorzugt CKW hingegen die **Ausschreibung von gleitenden Marktpremien**. Dieses Instrument, welches auch im benachbarten Ausland zum Einsatz kommt, sorgt für eine Aufteilung des langfristigen Marktpreisrisikos zwischen Investoren und Endverbrauchern. Dadurch erhöht sich – getrieben durch tiefere Renditeerwartungen der Investoren – die Fördereffizienz bzw. senkt sich der Mittelbedarf (mehr produzierte kWh pro Förderfranken).
- Gleitende Marktpremien ermöglichen zudem einfach eine spezifische Beanieizung der für die Versorgungssicherheit besonders wichtigen **Winterproduktion** sowie einen fairen Miteinbezug von Anlagen mit Eigenverbrauch. Sie verhindern zudem, dass Investoren im Falle unerwartet steigender Marktpreise doppelt und übermässig profitieren.

Lösung für die Erneuerung der Grosswasserkraft

- Nicht einverstanden ist CKW mit der Einschätzung des Bundesrats, dass **Erneuerungen grosser Wasserkraftwerke** unabhängig von der Marktsituation aus rein ökonomischem Interesse in jedem Fall getätigt werden. Bei fehlender langfristiger Wirtschaftlichkeit werden höchstens **Notreparaturen** ausgeführt und gegebenenfalls wird auf eine Neukonzessionierung verzichtet. Es wird dabei eine **tiefere Verfügbarkeit** der Kraftwerke in Kauf genommen, was letztlich der Versorgungssicherheit zuwiderläuft.
- Wir schlagen deshalb die Schaffung einer **Risikogarantie** vor, welche für Erneuerungsinvestitionen bei mehrjährig fehlender Wirtschaftlichkeit einen bedingten und volumenmässig beschränkten Risikoausgleich ermöglicht.

Marktnahe Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht

- Die in Art. 15 EnG festgehaltene Abnahme- und Vergütungspflicht der Verteilnetzbetreiber ist für Kleinproduzenten von grosser Bedeutung und sollte daher gut auf das (neue) Fördermodell abgestimmt werden. Die **heutige Situation** mit regional höchst unterschiedlichen Vergütungssätzen ist **unbefriedigend** und verhindert Planungssicherheit für Investoren. Es ist zudem falsch zu erwarten, dass die Verteilnetzbetreiber aus eigenen Mitteln die dezentrale Produktion subventionieren.
- CKW begrüsst die Absicht des Bundesrats, die **Vergütung** im Rahmen der Abnahmepflicht **strikt am Marktpreis auszurichten**. Damit wird nicht ausgeschlossen, dass einzelne Käufer im freien Markt auch mehr bezahlen dürfen, etwa im Rahmen von Quartierstrom-Märkten und Energiegemeinschaften.

- Ohnehin sollte die **Direktvermarktung** die Regel und die Pflichtabnahme eine Ausnahme für Kleinanlagen sein. Zudem sollte sie vom lokalen Verteilnetzbetreiber entkoppelt und an eine zentrale Stelle delegiert werden.
- Schliesslich sollte die Pflichtabnahme der Energie bei Photovoltaikanlagen entschädigungslos erfolgen, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt **70 Prozent der installierten Pannelleistung** überschreitet. Dies schafft einen ökonomischen Anreiz für lokale Verbrauchssteuerung (Peak-Shaving) und verhindert einen übermässigen, kostenintensiven Netzausbau.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen für eine vertiefte Diskussion jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Martin Schwab
CEO



Dr. Michael Beer
Senior Manager Regulatory & Public Affairs

elektronisch an:
eng@bfe.admin.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Wohlen, 10. Juli 2020

Stellungnahme DSV zur Revision Energiegesetz (EnG)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) im Rahmen der Vernehmlassung Stellung nehmen zu können. Der DSV vertritt die Interessen von über 500 kleineren und mittleren Verteilnetzbetreibern in der Schweiz; die geplante Revision ist für uns daher von grossem Interesse.

Der DSV teilt das grundsätzliche Ziel der Vorlage, mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Den vorgeschlagenen Weg, der letztlich nur auf eine Weiterführung bzw. einen Ausbau der bestehenden Fördermittel abzielt, kann der DSV jedoch nicht unterstützen. Wir ersuchen Sie daher, die Vorlage zurückzunehmen und unter Einbezug der Energiebranche ein langfristig tragfähiges Modell für einen ökologischen Strommarkt zu erarbeiten.

Für Ihre Bemühungen danken wir Ihnen im Voraus bestens und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Peter Lehmann
Präsident DSV

Brigitte Barth
Leiterin Geschäftsstelle

Revision Energiegesetz: Neue Modelle braucht das Land

Der DSV hat die vorgesehenen Anpassungen des Energiegesetzes (EnG) zur Kenntnis genommen – und er ist über den vorgeschlagenen Weg bedingt erfreut. Die Idee, die Ziele der Energiestrategie 2050 primär über eine Weiterführung bzw. einen Ausbau der bestehenden Fördermassnahmen zu erreichen, ist aus Sicht des DSV nicht genügend durchdacht und offenbart lediglich die fehlende gemeinsame Stossrichtung zwischen dem Bundesamt für Energie (BFE) und der Energiebranche hinsichtlich der langfristigen Versorgungssicherheit der Schweiz.

Heute wäre der richtige Zeitpunkt, dem tiefgreifenden Wandel im Energiebereich mit durchdenken, umsichtigen und umfassenden Konzepten zu begegnen, die die wichtigsten Anliegen an die künftige Energieversorgung in der Schweiz vereinen: den Wunsch nach mehr Markt, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und das Gebot der ökologischen Nachhaltigkeit, sprich: die finanzierbare Ökologisierung des gesamten Energiesystems. Die vorliegenden Vorschläge sind jedoch kein dienliches Mittel, um diese Ziele zu erreichen – sie führen lediglich zu noch mehr Regulierungen und verbessern weder die Ökologie noch die Versorgungssicherheit substanziell. Der DSV erachtet dies als nicht zielführend.

Der DSV ist daher der Meinung, dass die Planung der Schweizer Energiezukunft im Einklang mit der Revision des Stromversorgungsgesetzes – dessen Details nach wie vor nicht publik sind! – angegangen werden muss, und fordert deshalb den Rückzug der Vorlage sowie die Schaffung eines Runden Tisches unter Einbezug der wichtigsten Branchenvertreter.

Weg von den einseitigen Förderfüllhörnern ...

Der DSV ist der Ansicht, dass die Schweizer Energiepolitik, um langfristig tragfähig zu sein, eine baldige Abkehr von den bestehenden Fördermodellen anstreben muss. Denn diese Modelle sind letztlich unfair und unsozial: Kundinnen und Kunden, die sich keine eigene – staatlich geförderte – Stromproduktionsanlage leisten können, werden letztlich mit höheren Stromkosten bestraft. Mit anderen Worten: Man unterstützt diejenigen Leute und Unternehmen finanziell, die es gar nicht unbedingt nötig hätten.

Sollte der Bundesrat dennoch die Förderpolitik nach dem Giesskannenprinzip weiterführen wollen, ist der DSV der Ansicht, dass dabei weiterführende gesetzliche Vorgaben notwendig sind. So könnte es beispielsweise zur Auflage werden, sämtliche Neu- und Umbauten mit Photovoltaikanlagen auszurüsten. Klimaanlage wären nur erlaubt, wenn der dafür benötigte Strom mittels Photovoltaik erzeugt wird und/oder die Gebäudehülle erhöhten Anforderungen genügt. Natürlich ist dem DSV bewusst, dass die Umsetzung der Energiepolitik grundsätzlich Sache der Kantone ist, aber da die Solarenergie hierzulande als einzige Energiequelle wirkliches Zukunftspotenzial aufweist, sollte der Bund zumindest entsprechende Rahmenbedingungen setzen, die etwa über die MuKEn in den Alltag einfließen könnten.

Die Stossrichtung des «Solarplans für die Schweiz», den SP-Nationalrat Roger Nordmann 2019 in Buchform vorgestellt hat, ist daher zu begrüßen. Dieser Plan soll jedoch nicht mittels Giesskannenförderung realisiert werden, sondern primär über die erwähnte gesetzliche Vorgabe, sämtliche Neu- und Umbauten mit Solaranlagen auszustatten.

Dabei ist lediglich sicherzustellen, dass die Stromkosten (inklusive Eigenverbrauch) für den Besitzer der Anlage nicht höher werden, als wenn er keine Solaranlage bauen würde. Zum Zeitpunkt der Realisierung der Anlage soll daher eine Einmalentschädigung ausgeschüttet werden, damit die Anlage zu den aktuellen Strompreisen kostendeckend betrieben werden kann. Damit wäre die vom BFE angestrebte (siehe Kapitel 1.2 des erläuternden Berichts) Kontinuität und Vorhersehbarkeit für Projektanten gesichert und könnte der befürchtete Systembruch vermieden werden. Die Kosten für eine solche Einmalentschädigung wären jedoch weit tiefer als die vorgeschlagenen Fördermodelle. Solaranlagen dürfen nicht länger als Renditeobjekte betrachtet werden, sondern würden schlicht zur Pflicht.

... hin zum ökologischen Strommarkt

Im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) hat der DSV ein innovatives Strommarktmodell vorgeschlagen, das eine Stärkung der Herkunftsnachweise (HKN) vorsieht: Aufwändige Transportwege des Stroms würden ebenso mit einem Aufpreis versehen wie eine hohe Umweltbelastung bei der Produktion; demgegenüber würde lokale Produktion mit tiefer Umweltbelastung (etwa: CH-Wasserkraft) gegenüber internationaler Grossproduktion mit hoher Umweltbelastung (etwa: Kohlestrom aus der EU) nicht mehr benachteiligt. Mit diesem Modell hätte die vom Bundesrat angestrebte volle Strommarktöffnung elegant mit den Zielen der Energiestrategie 2050 in Einklang gebracht werden können. Leider hat das BFE den Vorschlag umgehend ad acta gelegt – was umso bedauerlicher ist, als der Bundesrat gemäss dem erläuternden Bericht (Kapitel 4.2) selbst einen Ausbau der HKN in Betracht zieht.

Auf jeden Fall gilt es aus Sicht des DSV, in einem künftigen Modell eine Gesamtschau vorzunehmen und dabei insbesondere folgende Eckpunkte zu beachten:

- Die Wasserzinsen müssen zwingend flexibel gehandhabt werden, denn die Vorlage ist mit der Konzentration auf Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen sehr eng gefasst.
- Photovoltaik und Laufwasserkraft dürfen sich langfristig nicht konkurrenzieren. Bekanntlich tragen Laufwasserkraftwerke fast die Hälfte (2019: 48,7 %) zur Stromproduktion aus Wasserkraft bei – eine wertvolle, umweltfreundliche und preiswerte Bandenergie, die uns 24 Stunden am Tag zur Verfügung steht. Wird jedoch die Solarenergie massiv und einseitig ausgebaut, wäre an schönen Sommertagen in den Mittagsstunden so viel Solarstrom vorhanden, dass man den Strom aus Laufwasserkraft gar nicht mehr ins Netz einspeisen könnte! Natürlich könnte dieser überschüssige Strom mittels Power-to-Gas-Anwendungen gespeichert werden – aber solange der Wirkungsgrad solcher Anlagen mit rund dreissig

Prozent relativ tief bleibt, ist dies keine realistische Option. Es braucht ein paralleles Miteinander von Solarstrom und Wasserkraft, die stets das ökologische Rückgrat der hiesigen Stromproduktion darstellte. Ansonsten droht eine Verschlechterung der CO₂- und der Ökobilanz der Schweizer Stromversorgung.

- Aus dieser Feststellung ergibt sich, dass der künftige Spielraum der Verteilnetzbetreiber im Umgang mit PV-Anlagen, Batteriespeichern usw. zu definieren ist. Der DSV ist der Ansicht, dass Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit erhalten müssen, überflüssigen Strom im Bedarfsfall entschädigungslos abzuriegeln (peak shaving). Denn nur so können unsinnige Netzausbauten vermieden und die Netzqualität gewährleistet werden.

Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Da sich nicht einmal das BFE und die ElCom einig sind, wie es um die mittelfristige Versorgungssicherheit der Schweiz steht, muss der Bund(esrat) klärend eingreifen. Insbesondere soll er den gewünschten Grad der Energie-Autarkie der Schweiz definieren. Die Erfahrungen mit dem neuen Coronavirus haben gezeigt, dass man sich im Bedarfsfall nicht auf das Ausland verlassen darf. Entsprechend ist die Importstrategie des Bundes nach wie vor als zu risikoreich zu beurteilen.

Investitionsbeiträge sollen daher in erster Linie in Produktionsanlagen und Speichersysteme fließen, die die «Winterstromlücke» in der Schweiz reduzieren. Zwar ist infolge des Klimawandels auch im Sommer ein zusätzlicher Strombedarf zu erwarten, aber mit dem Zubau von Photovoltaikanlagen lässt sich dieser Mehrbedarf auffangen.

Im Weiteren hat der Bund eine umfassende WKK-Strategie zu erarbeiten, um die wachsende Konvergenz zwischen den Energieträgern Strom und Gas optimal zu nutzen.

Partnerschaftliche Lösungen dank Rundem Tisch

Aus all diesen Überlegungen heraus empfiehlt der DSV die Schaffung eines Runden Tisches, wie er sich etwa nach dem Scheitern des Elektrizitätsmarktgesetzes 2002 und der anschließenden Erarbeitung des neuen Stromversorgungsgesetzes mit der Teilmarktöffnung bewährt hat. Es braucht ein partnerschaftliches Miteinander unter Einbezug aller Stakeholder – und parallel dazu die Offenlegung der künftigen Ausgestaltung des StromVG. Das BFE soll sich künftig auf seine Aufgaben der Koordination und der Überwachung beschränken – und die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben subsidiär an die Energiebranche delegieren.

Reminder: Haltung DSV zur Revision StromVG

Parallel zum Start der Vernehmlassung zum EnG hat der Bund auch über die Eckwerte für die Gesetzesänderung des StromVG informiert, die das Uvek bis Anfang 2021 erarbeiten wird («Aussprachepapier»). Der DSV benutzt daher die Gelegenheit, seine Haltung zur Revision StromVG an dieser Stelle zu wiederholen (Eingabe vom 18. Januar 2019) – gerade auch in der Hoffnung und im Hinblick auf eine substanzielle Neukonzeption der künftigen Schweizer Energiepolitik.

- Der DSV lehnt eine vollständige Marktöffnung ab, wenn nicht vorgängig ein funktionierendes Strommarktdesign etabliert wird, das die Versorgungssicherheit gewährleistet (Zubau im Inland gemäss Energiestrategie 2050) und die Umweltbelastung gegenüber heute zumindest nicht verschlechtert.
- Das künftige Marktmodell könnte auf einer Stärkung der Herkunftsnachweise basieren; Strom mit hohen Transport- und Umweltkosten würde mit zusätzlichen Abgaben belastet.
- Der DSV stimmt der Schaffung einer Speicherreserve zu, sofern sie auf einem breiten Mix von Energiequellen und Produktionsanlagen basiert und die Finanzierung nicht über die aus dem Netz bezogene Energie (Netzentgelte) erfolgt.
- Bei einer vollständigen Marktöffnung ist auf eine regulierte Grundversorgung zu verzichten, da diese mit den Prinzipien des Marktes nicht vereinbar ist und der gewünschte Effekt, Investitionsanreize in den hiesigen Kraftwerkspark zu setzen, fragwürdig ist.
- Der DSV lehnt die Liberalisierung des Messwesens ab, da diese lediglich zusätzliche Regulierungen, Kosten und Unsicherheiten bzgl. Datenqualität und Datenschutz brächte.
- Flexibilitäten sind in erster Linie netzdienlich zu nutzen, bevor sie auf Märkten gehandelt werden.
- Die Netztarifizierung ist auf eine verursachergerechte Kostentragung auszurichten.
- Die Sunshine-Regulierung hat die unterschiedlichen Ausgangslagen der verschiedenen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu berücksichtigen und darf nicht schon heute den Weg zu einer Anreizregulierung ebnen.
- Eine Ausweitung der Auskunftspflicht ist abzulehnen.
- Aus Sicherheitsgründen ist auf die Schaffung eines nationalen Datahubs zu verzichten. Der DSV empfiehlt, dass das BFE lediglich allfällige Schnittstellen definiert und die weitere Ausgestaltung dem Markt überlässt. Grundsätzlich gehören die Daten den Kunden, und diese müssen selber bestimmen können, wem sie welche Daten zur Verfügung stellen wollen.

Die seit 2019 neu hinzugekommenen Elemente beurteilt der DSV wie folgt:

- Der DSV ist mit einer regulatorischen Sandbox einverstanden, solange diese zeitlich begrenzt bleibt und nicht zu unnötigen (Über-)Regulierungen führt.
- Dem Konzept, im Rahmen von Quartierstrom-Märkten lokale Beschaffungsplattformen und damit die neuen erneuerbaren Energien zu fördern, steht der DSV positiv gegenüber – unter der Bedingung, dass die Netzkosten verursachergerecht erhoben werden. Die Idee entspricht genau dem Grundgedanken des erwähnten HKN-Marktmodells des DSV, das lange Transportwege des Stroms vermeiden will.

Wohlen, 10. Juli 2020



Peter Lehmann
Präsident DSV



Brigitte Barth
Leiterin Geschäftsstelle

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
Erneuerbare Energie
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Datum: 8. Juli 2020
Direktwahl: 041 819 47 47

Stellungnahme zur Revision des Energiesgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Zustellung der Unterlagen zur Vernehmlassung zur Teilrevision des kantonalen Energiesgesetzes. Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr und senden Ihnen in der anberaumten Frist uns wichtigsten Anliegen.

Das Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz (heute ebs Energie AG) wurde 1952 mit dem Zweck gegründet, die Wasserkraft der Muota zum Wohle der Bezirksbürger zu nutzen. Das gilt auch noch für heute. Neben Strom versorgen wir die Region aber auch mit High-Speed-Internet, HDTV, Telefonie sowie Erd- und Biogas. Dafür setzen wir auf das Knowhow unserer Tochterfirmen ebs TeleNet AG und ebs Erdgas + Biogas AG. Umweltfreundliche, praktische und vernetzte Produkte sind bei uns aus einer Hand erhältlich.

Die ebs Energie AG produziert mit den Muotakraftwerken pro Jahr rund 220 GWh einheimische erneuerbare Energie aus Wasserkraft. Die rechtliche Grundlage dafür bildet die im Jahre 1950 erteilte Konzession zu Nutzung der Wasserkräfte der Muota und ihrer Nebengewässer. Diese läuft noch bis 2030. Das Konzessionserneuerungsgesuch für weitere 80 Jahre ist gestellt. Leider ist die Weiterbearbeitung zur Zeit blockiert, weil verschiedene Umweltverbände grundsätzliche Einsprachen gegen diese Erneuerung eingelegt haben.

Grundsätzlich ist es ja begrüßenswert wenn der Bundesrat zusätzliche Mittel für den Ausbau und für den Erhalt der einheimischen Wasserkraft zur Verfügung stellt. Leider nützen uns diese Fördermittel nicht sehr viel, weil es aufgrund von Verfahrensabläufen und Einsprachen vielfach gar nicht möglich ist, Projekte überhaupt zu realisieren. Leider gilt das gleiche auch für den Erhalt von bestehenden Anlagen (z.B. Konzessionserneuerungen)



Strom



Internet+TV



Erdgas + Biogas

1. Fortführung Fördermassnahmen

Der Bundesrat begrüsst die Absicht des Bundesrates, mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen zu schaffen und die langfristige Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken. Die vorgeschlagene Verlängerung der Förderung ist notwendig, um den Ausbau der erneuerbaren Energie in der Schweiz voranzutreiben.

Das Fördermodell der Investitionsbeiträge hat sich für die Photovoltaik und die Wasserkraft bewährt. Es ist somit sinnvoll, diese bis 2035 weiterzuführen, sollen aber punktuelle angepasst werden.

Der Bundesrat beabsichtigt, das auslaufende Modell der Einspeisevergütung durch Investitionsbeiträge abzulösen. Es ist richtig, für die Windenergie-, Biogas-, Kleinwasserkraftanlagen und die Geothermie-Kraftwerke Fördermassnahmen für die Zeit ab 2023 vorzusehen und diese effizienter und marktnaher zu gestalten. Für die Windkraft ist jedoch fraglich, ob die vorgesehenen Fördergelder die gewünschten Investitionstätigkeiten auszulösen vermögen und empfehlen, alternative Unterstützungsmassnahmen zu prüfen. Für die Ablösung des Fördersystems sind geeignete Übergangsfristen zu wählen, damit Projekte in der Planungsphase weiterhin mit dem Beitrag rechnen dürfen, der ihrem Investitionsentscheid zugrunde liegen.

Im Solarbereich soll der Wettbewerb mittels Ausschreibungen für grosse Photovoltaikanlagen verstärkt werden. Dies führt zu einem effizienten Einsatz der Fördermittel und wird begrüsst. Auktionen könnten bei weiteren Technologien zum Einsatz kommen, sind aber zu differenzieren. Der Preis sollte nicht das einzige Zuschlagskriterium sein. Es sind auch Qualitätsanforderungen und netzdienliche Regelungsmöglichkeiten in den Kriterienkatalog aufzunehmen.

2. Ausbauziele

Mit langfristigen Ausbauzielen wird Kontinuität geschaffen. Wir begrüssen die Festlegung von Ausbauzielen bis ins Jahr 2050 verbunden mit einem Monitoring durch den Bundesrat. Damit soll sichergestellt werden, dass die wegfallende Produktion aus der Kernkraft durch neue einheimische Produktionskapazitäten ersetzt wird. Sollte sich abzeichnen, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden, soll der Bundesrat zusätzliche notwendige Massnahmen beantragen.

Die Gesetzesvorlage adressiert in erster Linie den Ausbau von Produktionskapazitäten. Dem Erhalt von bestehenden Kraftwerken kommt aber eine mindestens so grosse Bedeutung zu. Diese Frage stellt sich in besonderem Masse bei der Grosswasserkraft, wo tiefe Marktpreise gekoppelt mit einer hohen Abgabenlast dazu führen, dass notwendige Erneuerungsinvestitionen nicht mehr in genügendem Masse getätigt werden. Erhebliche Erneuerungen sollten somit ohne Beschränkung der Anlagengrösse unterstützt werden.

3. Fördermassnahmen in Einzelnen

3.1 Photovoltaik

Wir begrüssen die Fortführung der Förderung über Investitionsbeiträge und die Anpassung der Maximalbeiträge für grosse Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch. Im heutigen Fördersystem können nämlich nur PV-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden, die einen hohen Eigenverbrauchsanteil aufweisen. Dies führt zu eigenverbrauchsoptimierten, beschränkten Anlagengrössen. Dem wird mit der Erhöhung der Maximalbeiträge für grosse Anlagen entgegengewirkt.

Gleichzeitig sollen die Beiträge für grosse PV-Anlagen mittels Ausschreibungen wettbewerbsnaher gestaltet werden. Damit geht ein Effizienzgewinn bei der Zuteilung von Fördermitteln einher, was

ebs begrüsst. Gleichzeitig sprechen wir uns für differenzierte Ausschreibungen aus und empfehlen, die Grenze bei einer Leistung von 500 kW anzusetzen.

3.2 Wasserkraft

Die Wasserkraft ist das Rückgrat der einheimischen Stromproduktion und nimmt eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit wahr. Folgerichtig schlägt der Bundesrat eine Erhöhung der verfügbaren Fördermittel für den Neu- und weiteren Ausbau von Wasserkraftwerken vor und unterstützt neu auch die kostspielige Projektierung von Neu- und Ausbauten. Diese Massnahmen sind zu begrüessen, wie auch die Möglichkeit des UVEK, prioritäre Anlagen zu bezeichnen.

Es bleibt aber fraglich, ob mit diesen Massnahmen die gesetzten Ausbauziele erreicht werden können. In der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge bilden die bundesinternen Prognosen für die langfristige Entwicklung der Strompreise und der vom UVEK festgelegte Kapitalkostensatz die wesentlichen Einflussfaktoren zur Bestimmung der Höhe der Investitionsbeiträge. Mit dieser starren Regelung wird das Ziel des optimalen Einsatzes von Fördergeldern nicht erreicht. Wenn der Investor die Risiken höher einschätzt als der Bund, werden Projekte nicht realisiert. Umgekehrt besteht die Gefahr von Überförderung. Alternativ können auch ähnlich wie bei grossen PV-Anlagen Ausschreibungen zielführend sein. Neben einem effizienteren Einsatz der Mittel, hätten Ausschreibungen den Vorteil, dass sie Investoren in die Lage versetzen, eigene Annahmen in ihre Angebote einfließen zu lassen, so dass bei einem Zuschlag durch den Bund, die Projekte auch tatsächlich umgesetzt würden.

Mit einem Anteil von beinahe 60 % leistet die Wasserkraft einen entscheidenden Beitrag an die inländische Stromproduktion. Um den Erhalt dieser Anlagen sicherstellen zu können, sind jährlich ca. 500 MCHF notwendig. Aufgrund tiefer Marktpreise und weiterhin hohen Abgaben, fielen in den letzten Jahren die Investitionen bedeutend geringer aus. Mit der vollständigen Marköffnung verstärkt sich der Kostendruck mit der Gefahr, dass notwendige Investitionen in den Erhalt bestehender Wasserkraftwerke nicht in genügendem Umfang getätigt werden und die Versorgungssicherheit negativ beeinflusst. Vor diesem Hintergrund erscheint es uns nicht sachgerecht, erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von über 5 MW in Zukunft aus der Förderung auszuschliessen. Wir beantragen, Erneuerungsinvestitionen unabhängig von der Anlagengrösse zu unterstützen. Schliesslich ist das heutige Wasserzinsregime nicht zukunftsfähig und muss flexibilisiert werden.

3.2.1 Längerfristig verbesserte Rahmenbedingungen

ebs begrüsst die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes längerfristig verlässlichere Rahmenbedingungen für den Zubau der Stromproduktion aus Wasserkraft zu schaffen. Insbesondere wertet der SWV die Verlängerung von Unterstützungsmassnahmen zugunsten der Wasserkraft, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, die Förderbeiträge für die Projektierungskosten und die Möglichkeit des UVEK, Anlagen als prioritär einzustufen, als positiv.

Die Bestrebungen sind erkennbar, dass der Bundesrat der Förderung des Zubaus der Wasserkraft eine zunehmend höhere Bedeutung beimisst. Zeichen dieser Bestrebungen sind die zeitliche Verlängerung des Förderinstrumentes, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, und die Beitragsleistungen an die Projektierungskosten.

Ebenfalls positiv wertet der SWV den Wegfall der Festsetzung des Investitionsbeitrages anhand der nicht-amortisierbaren Mehrkosten, wobei sich hier noch weisen muss, ob sich mit einer neuen Bewertungsgrundlage, die in der Energieförderungsverordnung (EnFV) durch den Bundesrat verabschiedet werden wird, materiell etwas verbessern wird. Denn die heutige Ausgestaltung zeigt,

dass mit den vom BFE eingesetzten Preisprognosen und Annahmen zum Kapitalkostensatz Investitionen nicht getätigt werden, weil die Projekte aus Sicht der Investoren auch mit Investitionsbeiträgen weder wirtschaftlich noch konkurrenzfähig sein werden. Deshalb hat der Bundesrat bereits in der Botschaft zuhanden des Parlamentes die Grundzüge der neuen Bewertungsgrundlage aufzuzeigen.

Dank Art. 26 Abs. 7 wird das UVEK prioritäre Anlagen bezeichnen. Der SWV begrüsst diese Priorisierungsmöglichkeit, ist aber der Meinung, dass dies durch den Bundesrat und nicht durch das Departement zu erfolgen hat. Im Weiteren sollten die Kriterien für eine Priorisierung konkretisiert werden, denn die gemäss Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Mengenziele pro Jahr nach Art. 2 Abs. 2 sind im Hinblick auf die Versorgungssicherheit nicht sachgerecht. Vielmehr ist - wie in den Erläuterungen des Bundesrates erwähnt - der Beitrag an die Versorgung im Winter zu priorisieren. Mit Einfügen von Art. 36 Abs. 2 wird zudem der Ausbau «flexibilisiert», das heisst gute Projekte können bei Vorliegen der Projektunterlagen unterstützt werden, indem Beiträge aus der Nachperiode zur Verfügung gestellt werden können, was der SWV ebenfalls begrüsst.

3.2.2 Versorgungssicherheit

Die Vorlage adressiert die Versorgungssicherheit nur ungenügend. Folglich ist es unzulässig, die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 abzuschreiben.

Der Bundesrat hält in seinen Erläuterungen fest, dass «die Planungszeit von Wasserkraft- und Windenergieanlagen mehr als zehn Jahre dauern kann». Konkret heisst dies, dass komplexe Kraftwerkprojekte nach Inkrafttreten dieses Gesetzes unmittelbar angegangen werden müssen, um vor Auslaufen der Massnahme noch von einem Investitionsbeitrag profitieren zu können. Obschon also die Frist bis 2035 verlängert wird, kann aus Sicht Wasserkraft nur bedingt von langfristig stabilen und planbaren Förderbedingungen gesprochen werden.

Im Weiteren adressiert die Vorlage die Versorgungssicherheit nur ungenügend. So wird zum Beispiel kaum aufgezeigt, wie trotz erhöhter Investitionsbeiträge die Winterenergie, die durch den Ausstieg der Kernenergie wegfällt, ersetzt werden soll. Hier kann die Wasserkraft einen substanziellen Beitrag leisten, zum Beispiel durch Staumauererhöhungen für den Ausbau der saisonalen Speicherung oder durch die Nutzung des Wasserkraftpotenzials durch neu gebildete Gletscherseen.

Ebenso fehlt die Festsetzung eines Ziels in Bezug auf die absolute oder relative Höhe der inländischen Stromproduktion im Verhältnis zum inländischen Stromverbrauch - sinnvollerweise definiert für die Knappheitsmonate im Winterhalbjahr - also der Festsetzung eines Eigenversorgungsgrades, wie dies die ElCom in ihrem Grundlagenpapier zur Winterversorgung anregt. Zudem erhöht der geforderte Zubau der erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik, die Long-Position im Sommer weiter und führt - wie in Deutschland vielfach zu beobachten ist - zu einem Preiszerfall, welcher die Rentabilität aller Technologien schwächt und damit den Trend zu geringeren nichtgeförderten Investitionen verstärkt.

Damit werden die Forderungen der Mo. 18.3000 «Der Bundesrat wird beauftragt, im Rahmen der Revision des StromVG Vorschläge zu unterbreiten, um Investitions- oder Reinvestitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen, insbesondere der Wasserkraft, zu schaffen.» und Mo. 19.3004 «Der Bundesrat wird beauftragt [...] eine Marktordnung zu unterbreiten, welche die langfristige Versorgungssicherheit durch eine angemessene Inlandproduktion gewährleistet» nicht abgedeckt. Folglich ist es unzulässig mit der vorliegenden Revision diese beiden Kommissionsmotionen abzuschreiben, wie dies der Bundesrat in seinen Erläuterungen festhält.

3.2.3 Investitionsbeiträge

Es ist fraglich, ob Investitionsbeiträge in der jetzigen Ausgestaltung das richtige Instrument sind, um die Zubauziele zu erreichen. Optimistischere Annahmen des Bundesrates insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der Strompreise und beim Kapitalkostensatz führen dazu, dass sich kaum Investoren für Projekte finden lassen.

Die Einführung eines ausschreibungsbasierten Instrumentes würde sowohl dem Bund als auch den Investoren eine höhere Flexibilität geben und sollte deshalb im Rahmen der Erfüllung beider Motionen 18.3000 und 19.3004 geprüft werden.

In der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge legt der Bundesrat die Parameter zur Beurteilung der Gesuche fest. So bilden eine bundesinterne Prognose für die langfristige Entwicklung der Strompreise und der vom UVEK festgesetzte Kapitalkostensatz die wesentlichen Einflussfaktoren zur Bestimmung der Höhe der Investitionsbeiträge. Mit dieser starren Regelung wird das Ziel des optimalen Einsatzes von Fördergeldern nicht erreicht. Derzeit werden Projekte nicht realisiert, weil der Investor die Risiken höher einschätzt als der Bund. Für eine Verbesserung des Investitionsklimas wäre eine Anpassung der Parameter für die Strompreise und den Kapitalkostensatz notwendig. Grundsätzlich besteht mit der jetzigen Regelung aber auch die Gefahr einer Überförderung, sofern der Investor von optimistischeren Annahmen in Bezug auf die Rentabilität ausgeht als der Bund. In beiden Fällen führt diese Ineffizienz zu einer zusätzlichen Hürde für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie.

Effizienter könnten je nach Ausgestaltung ausschreibungsbasierte Instrumente sein, da sie Investoren in die Lage versetzen, eigene Annahmen in die Berechnung einfließen zu lassen. Dies hätte einerseits den positiven Effekt, dass Projekte, die eingereicht und einen Zuschlag durch den Bund erhielten, auch tatsächlich realisiert werden würden, da der Investor sein Risiko als genügend abgedeckt sieht. Andererseits wäre durch die Ausschreibung auch sichergestellt, dass die Investoren in einem Wettbewerbsverhältnis zueinanderstehen, was die Gefahr einer Überförderung verringert. Als weiterer Vorteil ist zu nennen, dass der Bund in den Ausschreibungen sehr spezifische Vergabekriterien an das Produkt stellen könnte. So sind zum Beispiel der Beitrag an die Winterversorgung bzw. die Speichergrösse für die sichere Versorgung von zentraler Bedeutung. Im Weiteren könnte er den Wettbewerb zusätzlich fördern, in dem das Instrument technologieübergreifend angewendet wird.

Zu möglichen Ausgestaltungen zirkulieren innerhalb der Schweiz verschiedene Vorschläge und im Ausland, insbesondere in Nachbarländern, werden solche ausschreibungsbasierten Instrumente erfolgreich angewandt. Der Ausgestaltung kommt eine erhebliche Bedeutung zu, da sie letztlich über den Erfolg des Instrumentes, das heisst über Investitionen in den Zubau der Schweizer Wasserkraft, entscheidet. Die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 dienen als geeigneter Anknüpfungspunkt für die Überarbeitung des bestehenden Instrumentes.

Sollte der Gesetzgeber an der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge festhalten, dann müsste er aus Sicht des SWV den Bundesrat auffordern, die langfristige Preisprognose und den Kapitalkostensatz so anzusetzen, dass die Investitionsbereitschaft verbessert wird.

3.2.4 Ziele der Energiestrategie

Um die Ziele der Energiestrategie zu erreichen, ist nicht der Zubau der Wasserkraft prioritär sondern der Erhalt der bestehenden Wasserkraftproduktion. Dass erhebliche Erneuerungen für Anlagen grösser 5 MW neu explizit aus der Förderung ausgeschlossen werden, ist somit nicht sachgerecht. Die Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftproduzenten ist nicht auszudehnen, sondern im Gegenteil zu lindern.

Im Jahr 2019 hat die Wasserkraft 40 556 GWh oder 56.4 % an die inländische Produktion beigetragen. Um auch weiterhin einen hohen Anteil Wasserkraft - gemäss Akademie der technischen Wissenschaften ist die Energiebilanz der Wasserkraft herausragend - sicherstellen zu können, sind jährlich rund CHF 500 Mio. an Investitionen in den Erhalt der bestehenden Wasserkraft notwendig. In den letzten Jahren fielen die Investitionen aufgrund tiefer Marktpreise jedoch bedeutend geringer aus. Sinken die Marktpreise über mehrere Jahre auf ein tiefes Niveau, werden die Investitionen - bei gleichbleibend hoher Abgabenlast - auf ein sicherheitstechnisch vertretbares Minimum reduziert. In der Folge verschlechtert sich der Zustand der Anlagen, was einerseits negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat und andererseits zum Verfehlen der Ziele der Energiestrategie führt. Es ist deshalb nicht sachgerecht und für den SWV unverständlich, dass der Bundesrat die Förderung von erheblichen Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von über 5 MW explizit aus der Förderung ausschliesst, zumal die Leistungsgrenze willkürlich festgesetzt ist. Die Einführung dieser Grenze führt zu einer zusätzlichen Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftbetreibern. Zudem sind die angeführten Argumente in den Erläuterungen irreführend und stehen in direktem Widerspruch zu den im Bericht genannten Zielen. Vielmehr müsste der Bundesrat ein Interesse haben bzw. ist gemäss Motion 18.3000 verpflichtet, weitergehende Absicherungsinstrumente vorzustellen, die es einem Betreiber erlauben, auch in schlechten bzw. unsicheren Zeiten in seine bestehenden Anlagen zu investieren, also eine Art Marktpreisrisiko-Versicherung. Eine solche Versicherung könnte zum Beispiel vorsehen, dass bei länger anhaltend tiefen Marktpreisen der Investor einen Teil seiner getätigten Investitionen in Erneuerungen zurückerstattet bekommt. Mit der vollständigen Markttöffnung wird die Wasserkraft vollumfänglich dem Marktausgesetzt sein, was die finanziellen Risiken für die Betreiber weiter erhöht. Ohne finanzielle Absicherung wird dies zu einer zusätzlichen negativen Beeinträchtigung der Investitionsbereitschaft führen. Dazu ist zu bemerken, dass der ungeplante Ausfall eines grösseren Bestandskraftwerkes aufgrund aufgeschobener Erneuerungsinvestitionen nicht anderweitig kompensiert werden kann. Gleichzeitig bleiben als Folge der ausbleibenden Erneuerungsinvestition die Eingriffe in die Natur bestehen, wo ansonsten Verbesserungen erreicht würden. Bis die vollständige Markttöffnung in Kraft tritt, sind die ungleich langen Spiesse zwischen Betreibern die am Markt agieren und Betreibern mit gebundenen Endverbrauchern weiterhin zu lindern. Dazu ist die Marktprämie bis zur vollständigen Markttöffnung weiterzuführen. Dies bedingt, die aktuelle Befristung gemäss Art. 38 Abs. 2 EnG durch eine neue Übergangslösung zu ersetzen.

3.2.5 Finanzielle Förderungen sind nicht ausreichend.

Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind finanzielle Förderungen nicht ausreichend. Dazu braucht es ein wesentlich umfassenderes Konzept, das auch Hemmnisse im Umweltbereich sowie allgemein bei Auflagen adressiert und reduziert.

Alleine die Festsetzung von verbindlichen Zielen für die Wasserkraft und die Erhöhung der Förderbeiträge sind keine Garantie, dass mehr Projekte in Neubau, Erweiterungen und Erneuerungen realisiert werden.

In den letzten Jahrzehnten sind die ökologischen Anforderungen an die Wasserkraft stets gestiegen. Der SWV hat in einer Untersuchung aufgezeigt, dass in Anwendung der heutigen Praxis die Umsetzung

der Restwasserbestimmungen aus dem Gewässerschutzgesetz zu deutlich höheren Einbussen führen dürfte, als dies der Bund in seinen Grundlagen zum Wasserkraftpotenzial unterstellt. Bei der Festlegung der Ausbauziele und entsprechender Fördermodelle sollte daher den höheren Einbussen aus der Restwassersanierung unbedingt gebührend Rechnung getragen werden - ohne eine laufende Überprüfung werden sonst die Ziele der Energiestrategie 2050 gefährdet.

In der Praxis sind zudem die Hindernisse auf Grund des Landschafts- und Gewässerschutzes bei vielversprechenden Projekten weiterhin gross, trotz des neu eingeführten nationalen Interesses der erneuerbaren Energien, das eine Interessenabwägung ermöglichen sollte. Hier zweifelt der SWV daran, dass die Bundesstellen, die die Nutzenseite vertreten, genügend Einfluss haben und nehmen, um ein Gegengewicht zur Schutzseite aufzubauen.

Beispielsweise entstehen beim aktuellen Rückzug der Gletscher neue Gletschervorfelder, die vom Bundesamt für Umwelt möglichst rasch inventarisiert und unter Schutz gestellt werden. Aufgrund der langen Planungszeiten für Speicher fallen Gletschervorfelder somit schneller unter den Schutzstatus als dass Projekte bewilligt werden können. Dies hat zur Folge, dass ideale Standorte für Speicher im Bereich von Gletschervorfeldern verunmöglicht werden. Deshalb hat der Bundesrat die Koordination für zukünftige erfolgsversprechende Speicherstandorte rasch an die Hand zu nehmen.

Das BFE zeigt in seinem Bericht von 2019 zum Potenzial der Wasserkraft auf, dass sich unter «heutigen Nutzungsbedingungen» ein Rückgang der Wasserkraft abzeichnet. Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind «optimierte Nutzungsbedingungen» notwendig. Hier hat der Bundesrat im Rahmen der Anpassung des Energiegesetzes bzw. gemäss Motion 19.3004 die Aufgabe aufzuzeigen, wie er diese Rahmenbedingungen sicherstellen will und wie eine gezielte Konkretisierung dieser «optimierten Nutzungsbedingungen» aussieht.

Insbesondere ist ein umfassendes Monitoring aufzubauen, das nicht nur die Produktion und die jährlich realisierten Projekte erwähnt, sondern auch aufzeigt, zu welchen Produktionseinbussen Vorgaben an die ökologischen Parameter und Auflagen führen.

3.3 Windkraft

Die Windenergie hat sich in unseren Nachbarländern als erneuerbare Energie etabliert. Für die Schweiz wird mit einem Ausbaupotential von 9 TWh bis 2050 gerechnet. Zweidrittel der produzierten Energie fällt im Winter an und könnte einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten (Windenergiestrategie: Winterstrom & Klimaschutz, Analyse und Aktualisierung des Potenzials der Windenergie in der Schweiz, Swiss Eole in Zusammenarbeit mit EnergieSchweiz und BFE, 2020, S. 28). Doch befindet sich die Windenergie in der Schweiz trotz einer ausgereiften Technologie immer noch in einer Anlaufphase. Die Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen und der Fördermassnahmen werden entscheiden, ob sich die Windkraft in der Schweiz in Zukunft durchsetzen wird.

Die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen führen zu signifikanten Mehrkosten und überlangen Bewilligungsverfahren gegenüber vergleichbaren Projekten im umliegenden Ausland. Verzögernd und damit kostentreibend wirken die mehrstufigen Verfahren über die Raumplanung und das eigentliche Bewilligungsverfahren, Beschwerden trotz einer allgemein hohen Akzeptanz von Windbauprojekten in der direkt betroffenen Bevölkerung und die daraus resultierende Pflicht von Zusatzstudien. Diese Hindernisse gilt es zu reduzieren.

Ab 2023 sollen neue Windparkprojekte mittels Investitionsbeiträgen unterstützt werden. Damit werden die fixen Abnahmepreise durch einmalige Beiträge ersetzt. Die Investoren erhalten damit Anreize, ihre Anlagen nach den Bedürfnissen des Marktes zu betreiben. Das ist im Grundsatz richtig. Nach unserer heutigen Kenntnis ist aufgrund der hohen Hürden mit den vorgesehenen Förderbeiträgen aber die Wirtschaftlichkeit für Windparks noch nicht gegeben und es ist eine zusätzliche Unterstützung zu prüfen, um der Windenergie zum Durchbruch zu verhelfen. Diese

Unterstützung könnte spezifisch auf die Winterproduktion ausgerichtet sein. Ob die vom Bundesrat geplante Überarbeitung von Art. 9 StromVG und Einführung von Ausschreibungen für die Sicherstellung der langfristigen Winterversorgung ausreichend ist, wird sich zeigen müssen. Wie bei der Wasserkraft begrüßen wir die Einführung von Beiträgen für die Projektierungsphase. Diese sollten sich jedoch nicht auf Windmessungen beschränken, sondern sich analog zur Regelung für die Wasserkraft auf die gesamten Projektierungskosten beziehen. Aufgrund von langwierigen Verfahren befinden sich überaus viele Windparks in der Planungsphase. Ohne geeignete Übergangsbestimmungen könnte ein Wechsel des Fördermodells zur Folge haben, dass diese Projekte nicht mehr realisiert werden. Wir empfehlen für Projekte, welche nach Art. 22 EnEV eine Zusicherung nach dem Grundsatz für eine Teilnahme am Einspeisevergütungssystem erhalten haben, übers bestehende Fördermodell der Einspeisevergütung zu unterstützen. Viele dieser Projekte verfügen über eine Fristverlängerung. Diese gilt es natürlich weiterhin zu gewähren.

4. Weitere Punkte

4.1 Ergänzende Instrumente für die Versorgungssicherheit

Ein Ausbau der schweizerischen Stromproduktion, wie es der Entwurf zum Energiegesetz bezweckt, vermag die Versorgungssicherheit nicht sicherzustellen. Es ist deshalb richtig, im Rahmen der Revision des StromVG spezifische Massnahmen zur Versorgungssicherheit vorzusehen. Wir begrüßen die Absicht des Bundesrates, zur Absicherung der kurzfristigen Versorgungssicherheit eine Speicherreserve einzurichten und mittels Ausschreibungen für einheimischen Winterstrom, ein zusätzliches Instrument zu schaffen, welches auf die längerfristige Versorgungssicherheit abzielt. Je nach Ausgestaltung dieser Massnahme könnten die Kraftwerke, welche einen wesentlichen Beitrag an die Versorgungssicherheit leisten, zusätzlich gestärkt werden. Solche Massnahmen sollten sich aber nicht auf erneuerbare Technologien beschränken.

4.2 Sicherstellung Priorisierung der erneuerbaren Produktion in der Grundversorgung

Im Hinblick auf die vollständige Marktöffnung, bei welcher der Bundesrat in der Grundversorgung verbindlich ein Standardprodukt mit ausschliesslich einheimischer erneuerbarer Energie vorsieht, sollte eine Übergangsregelung geschaffen werden, welche die Möglichkeit der Priorisierung der erneuerbaren Produktion nach Art. 6 Abs. 5bis StromVG auch nach dem Wegfallen der Marktpremie weiterhin sicherstellt.

4.3 Neuregelung der Abnahme und Vergütungspflicht

Die Abnahme- und Vergütungspflicht für Verteilnetzbetreiber ist mit einer vollständigen Marktöffnung unvereinbar. Stattdessen ist diese Aufgabe an eine unabhängige zentrale Stelle zu übertragen, die den Produzenten die eingespeiste Energie nach einheitlichen Regeln abnimmt und am Markt veräussert.

4.4 Datenhub

ebs unterstützt die Schaffung von Datenplattformen, die eine zentrale Abwicklung der Stammdaten, der Wechselprozesse und dem Routing erlauben und in Vorbereitung einer vollständigen Strommarktöffnung proaktiv eine Weiterentwicklung zu Messdatenhuben.

Ein nichtdiskriminierender sowie nicht gewinnorientierter Zusammenschluss von Schweizer Netzbetreibern wird Mitte 2020 den operativen Betrieb eines Datahubs Light aufnehmen. An der dafür gegründeten Gesellschaft Swissdex AG sind fünf regioGrid Mitglieder beteiligt. (ebs Energie AG ist

Mitglied der Interessengemeinschaft regiogrid). Die Hälfte aller schweizerischen Messpunkte werden teilnehmen. Swisseldex ist bereit, sofern es notwendig ist, den nächsten Schritt zu tun und einen Datahub Full umzusetzen. Es steht allen Verteilnetzbetreibern offen, Teil von Swisseldex zu werden, sei es als Aktionär oder als Benutzer.

Unter «zentral» versteht ebs eine Lösung, welche eine landesweite Kommunikation der Daten ermöglicht. In diesem Kontext könnte es Wettbewerb zwischen verschiedenen Datahubs geben. Der Aufbau ist privatrechtlich zu regeln, eine staatliche Regulierung soll sich auf die Verankerung der gesetzlichen Rahmenbedingungen beschränken. Die zentrale Lösung ist nichtdiskriminierend zu betreiben. Datahubs sind für ihre Datensicherheit und den Datenschutz zuständig.

4.5 Quartierstrom ohne Spezialregeln

ebs begrüsst das Bestreben des Bundesrates, die dezentrale Stromproduktion besser in den Strommarkt zu integrieren. Lokale Lösungen können Raum für Innovation schaffen. Sofern mit der nächsten Revision des Strom VG auch die vollständige Marktöffnung umgesetzt wird, soll ab diesem Zeitpunkt der Vertrieb von sog. Quartierstrom möglich sein.

Zur Sicherstellung einer verursachergerechten Tarifierung, darf es keine gesonderten Netznutzungstarife für nicht technisch begründete Kundengruppen geben. Die Netznutzungstarife sollen für alle Netzanschlussnehmer gleichermassen Anreize für eine effiziente Netznutzung setzen und mit entsprechendem Bezugsverhalten Einsparungen ermöglichen. Für die Sicherstellung der Stromversorgung werden im elektrischen Netz nämlich sämtliche Netzebenen beansprucht. Die von Quartierstrom Teilnehmenden verursachten Kosten dürfen nicht auf andere Endverbraucher überwältzt werden.

4.6 Messwesen

Mit der Energiestrategie 2050 wurde ein umfassender Smart Meter Rollout bis 2028 beschlossen. Dieser soll Treiber von Innovation sein. Gleichzeitig wurde die Kostentragung vereinheitlicht, indem die Messkosten für alle Kundengruppen, inklusive Produzenten in die Netzkosten integriert wurde und über den Netznutzungstarif solidarisch an alle Netznutzer verrechnet werden. Damit ist das Messsystem kongruent geregelt. Demgegenüber würde eine Liberalisierung eine komplexe, kostspielige Regulierung notwendig machen. Eine Vervielfachung von Messdienstleistern und -systemen wird Innovation nicht zwingend fördern, sondern kann diese auch behindern. Insgesamt ergibt sich kein wirtschaftlicher Gesamtnutzen aus einer Liberalisierung, weshalb ebs eine Liberalisierung des Messwesens ablehnt. Wir verweisen dazu auch auf unsere Stellungnahme zur Revision StromVG.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen bei der weiteren Behandlung des Dossiers und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

ebs Energie AG

Hans Bless

Vorsitzender der Geschäftsleitung

Jonas Bürgler

Geschäftsbereichsleiter Energie

Mitglied der Geschäftsleitung



EIT.swiss
Limmatstrasse 63
8005 Zürich
044 444 17 17
www.eitswiss.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Zürich, 24. Juni 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Im Namen von EIT.swiss danken wir Ihnen für die Möglichkeit, zum Vorentwurf zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Stellung nehmen zu können.

EIT.swiss ist die Berufsorganisation für rund 2'000 Elektrobetriebe mit über 40'000 Mitarbeitenden. Pro Jahr schliessen gut 3'000 Lernende ihre Grundbildung in einem der EIT.swiss-Berufe ab. Über 1'300 Personen absolvieren jährlich eine Prüfung auf Niveau Berufsprüfung und höhere Fachprüfung. Damit ist die Branche eine der grössten Ausbilderinnen im Bereich der technischen Berufe in der Schweiz.

EIT.swiss unterstützt die Neuausrichtung der schweizerischen Energiepolitik und den damit verbundenen Umbau des Energiesystems grundsätzlich. Vor allem die Steigerung der Energieeffizienz, insbesondere im Gebäudebereich, sowie die engere Verknüpfung von energie- und klimapolitischen Zielen sind für EIT.swiss wichtig. Im vorliegenden Vorentwurf zur Revision des Energiegesetzes werden diese Aspekte leider nur am Rande berücksichtigt. Die angedachte Revision fokussiert ausschliesslich auf Fördermassnahmen. Entsprechend lässt der erläuternde Bericht denn auch Einblicke in eine mögliche zweite Etappe der Energiestrategie 2050 resp. in eine mögliche Erarbeitung eines neuen Vorschlags für den Übergang zu einem Lenkungssystem vermissen. So entsteht der Eindruck, als dass die künftige Energiepolitik resp. die Erreichung der damit verbundenen Ziele ausschliesslich auf einer Verlängerung der Fördermassnahmen beruht. Diese Entwicklung ist aus Sicht von EIT.swiss kritisch zu hinterfragen.

Nichtdestotrotz unterstützt EIT.swiss das mit dem Vorentwurf verfolgte Ziel, mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit ganzjährig zu gewährleisten.

Dies nicht zuletzt auch vor dem Hintergrund, dass Energieversorgungsunternehmen (EVU) in den letzten Jahren vor allem Investitionen im Ausland tätigten. Demgegenüber blieben die Investitionen in der Schweiz bescheiden. Dies ist den verbesserten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen im Ausland geschuldet: Schweizer EVU und institutionelle Investoren haben den Ausbau von erneuerbaren Kapazitäten im Ausland auf 11,5 TWh erhöht (Stand Dezember 2019), während die jährliche Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz bis 2020 gemäss geltendem Energiegesetz (EnG) nur gerade auf 4,4 TWh ansteigen

soll. Die Rahmenbedingungen in der Schweiz müssen deshalb dahingehend geändert werden, als dass schweizerische EVU mehr resp. grössere Anreize für Investitionen im Inland erhalten. Dafür braucht es sowohl eine Verbesserung der Investitionssicherheit als auch gezielte Fördermassnahmen. Letztere sind möglichst marktnah zu gestalten. **EIT.swiss begrüsst deshalb, die marktnähere und wettbewerbliche Ausgestaltung der Förderinstrumente.**

Zu den einzelnen Artikeln hat EIT.swiss folgende Bemerkungen.

Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien

EIT.swiss befürwortet die Festlegung mittelfristiger verbindlicher Ausbauziele (bis 2035). Demgegenüber machen langfristige verbindliche Ausbauziele (2050) wenig Sinn. Die Grundlagen für deren Berechnungen sind, so zeigen auch die Ausführungen im erläuternden Bericht, zu unsicher. Deshalb soll für den bis 2050 angestrebten Ausbau weiterhin die Rede von Richtwerten sein.

Anträge:

- 1 Die *inländische* Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 11 400 GWh ~~und im Jahr 2050 mindestens 24 200 GWh~~ zu betragen. *Im Jahr 2050 ist eine inländische Produktion von mindestens 24 200 GWh anzustreben.*
- 2 Die *inländische* Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft hat im Jahr 2035 mindestens 37 400 GWh ~~und im Jahr 2050 mindestens 38 600 GWh~~ zu betragen. *Im Jahr 2050 ist eine inländische Produktion von mindestens 38 600 GWh anzustreben.* Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Werten enthalten.

Entsprechend diesen Änderungsanträgen ist auch **Art. 13 Abs. 1 Bst. a** wie folgt zu ergänzen:

- 1 Der Bundesrat kann einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn:
 - a. sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele 2035 resp. Ausbaurichtwerte 2050 leistet;

Anzupassen ist auch **Art. 55 Abs. 1:**

- 1 Das BFE untersucht regelmässig, wie weit die Massnahmen dieses Gesetzes zur Erreichung der *Ziele und* Richtwerte nach den Artikeln 2 und 3 beigetragen haben, und erstellt in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft und weiteren Bundesstellen ein detailliertes Monitoring.

Art. 25 Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen

Die Begründung für die Einführung höherer Investitionsbeiträge für Anlagen, welche die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, ist nachvollziehbar. In Anlehnung an die Regelung in Abs. 2 soll in Abs. 3 aber erwähnt werden, dass die Investitionsbeiträge *höchstens* 60 Prozent betragen.

Antrag:

- 3 Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, kann die Einmalvergütung in Abweichung von Absatz 2 bis zu *höchstens* 60 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen betragen.

Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung

EIT.swiss begrüsst die Einführung von Auktionen für Photovoltaikanlagen grundsätzlich. Diese machen aber nur dann Sinn, wenn der damit verbundene Aufwand den Nutzen von Auktionen nicht übersteigt. Auktionen eignen sich aus Sicht von EIT.swiss allerdings eher für grosse Anlagen ohne Eigenverbrauch. Dies ist bei der Festlegung der Kriterien durch den Bundesrat zu berücksichtigen.

Anträge:

- 1 Für neue Photovoltaikanlagen, *die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, kann der Bundesrat ab einer bestimmten Leistung vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird.*
- ~~2 Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, und für Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, kann er je separate Auktionen mit unterschiedlichen Bedingungen vorsehen.~~

Art. 29 Bedingungen und Einzelheiten

Gemäss erläuterndem Bericht soll die Prüfung der nicht amortisierbaren Mehrkosten (NAM) bei der Bestimmung der Investitionsbeiträge wegfallen. Begründet wird dies mit dem damit zusammenhängendem Aufwand sowie Unsicherheiten. Gleichzeitig wird aber erwähnt, dass es durch den Wegfall der NAM-Prüfung zu einer Überförderung kommen kann. Diese ist zu verhindern, weshalb EIT.swiss an der Prüfung der NAM festhalten will.

Antrag:

- 1
- 2 Bei der Festlegung der Ansätze und bei deren allfälliger Anpassung ist sicherzustellen, dass die Einmalvergütung und die Investitionsbeiträge die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht übersteigen. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gestehungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Simon Hämmerli
Direktion



Laura Köpp
Öffentlichkeitsarbeit

Per Mail:
EnG@bfe.admin.ch

Bundesamt für Energie (BFE)
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
3003 Bern

Absender/-in	Brigitta Künzli
Telefon direkt	+41 58 319 27 89
E-Mail	brigitta.kuenzli@ewz.ch
Datum	18. Juni 2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023).

Sehr geehrte Damen und Herren

Derzeit läuft die Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023). Gerne nehmen wir in der angesetzten Frist dazu Stellung. Die Anträge zu einzelnen Artikeln mit den entsprechenden Kommentaren finden Sie in der Beilage zu diesem Schreiben.

Traditionell hat sich ewz stets den erneuerbaren Energien verschrieben. ewz investiert bevorzugt dort in erneuerbare Energien, wo die natürlichen Ressourcen für die jeweilige Technologie am besten verfügbar sind. Und dort, wo die Anforderungen von ewz in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit, Klima- und Umweltverträglichkeit und Akzeptanz der Investition klar erfüllt sind. Bei der Windkraft ist diese Voraussetzung im Ausland vorhanden.

Im Bereich der Photovoltaik bauen wir diesen Sommer auf unserer Staumauer Albigna im Bergell die erste Grossanlage im hochalpinen Gebiet auf rund 2'100 Metern über Meer. Die Gemeinde Bregaglia bewilligte die Anlage anfangs April dieses Jahres. Beim Bau und Betrieb der Anlage nutzen wir Synergien, der Netzanschluss ist bereits vorhanden, die Installations- und Unterhaltsarbeiten führen grösstenteils ewz-Mitarbeitende aus dem Bergell aus. Rund die Hälfte der Stromproduktion dieser Anlage wird im Winter anfallen. Der Investitionsentscheid für dieses innovative Vorhaben wurde aufgrund der heutigen Gesetzesbestimmungen gefällt. Da die ewz-Kundinnen und ewz-Kunden über den Netzzuschlag die Fördermittel mitfinanzieren, hat ewz ein Förderbeitragsgesuch gestellt.

Aus Sicht von ewz ist die Finanzierung einer erneuerbaren Energieanlage in der Schweiz jedoch nicht die einzige Hürde für den Zubau solcher Anlagen. Seit über zehn Jahren will ewz zusammen mit Partnerinnen und Partnern im Waadtländer Jura zwei Windparks bauen. Bisher haben wir rund 4 Millionen Franken in diese Projekte investiert und noch keine Kilowattstunde produzieren können. Es gibt eine Reihe

weiterer Beispiele, die auch Photovoltaik-Anlagen in der Stadt Zürich betreffen. Die Bewilligungsverfahren dulden keinen weiteren Aufschub, soll der Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien und damit die Energiewende gelingen.

ewz stimmt der Stossrichtung des Bundesrates in der Revision des Energiegesetzes (EnG) im Grundsatz zu, insbesondere begrüsst es, dass ein Ausbauziel 2050 ins Energiegesetz aufgenommen wird, und die Richtwerte verbindlich erklärt werden. Dies erhöht die Planungssicherheit und stösst die notwendigen Veränderungen für die erneuerbare Energiezukunft an.

In den nachfolgenden Punkten lehnt ewz die vorgeschlagene Änderung im EnG ab.

Investitionsbeitrag für Photovoltaik-Anlagen (Art. 25 Abs. 3)

ewz spricht sich gegen die Besserstellung von Photovoltaik-Anlagen ohne Eigenverbrauch aus. Lokal produzierter Strom aus Photovoltaik-Anlagen, der lokal als Eigenverbrauch verwendet wird, ist sehr sinnvoll eingesetzt. In dieser Konstellation sind heute kaum Netzausbauten notwendig. Photovoltaik-Anlagen, deren produzierte Energiemenge nicht vor Ort verbraucht wird, benötigen in vielen Fällen einen Anschluss ans Stromnetz. Der allenfalls notwendige Netzausbau ist mit erheblichen Kosten verbunden, die sich letztlich in den Netzkosten niederschlagen, auch wenn die Bauherrschaft der Photovoltaik-Anlagen den Anschluss ans Netz mitfinanziert.

Die Begründung für die Erhöhung der Investitionsbeträge für Anlagen ohne Eigenverbrauch wie im «Erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Revision EnG» dargestellt, überzeugt ewz nicht. Es trifft zu, dass auf eigenverbrauchte Elektrizität derzeit keine Netznutzungsentgelte oder Abgaben geschuldet sind. Diese Problematik soll aus Sicht von ewz jedoch im Rahmen der Diskussion zu verursachergerechteren Netztarifen in der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) aufgenommen bzw. gelöst werden und nicht über höhere Förderbeiträge. Dass es zu heutigen Förderbedingungen möglich ist, Photovoltaik-Anlagen ohne Eigenverbrauch zu bauen, zeigt unsere Photovoltaik-Grossanlage im Bergell.

Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen (Art. 26 Abs. 1 lit. c)

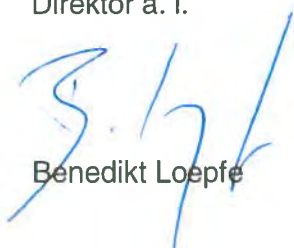
Im Rahmen von Vernehmlassungen hat ewz bereits mehrfach eingebracht, dass eine Unterscheidung von Neuanlagen, Erweiterungen und Erneuerungen nicht zielführend sei. Alle drei Massnahmen sind wichtig für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2020, insbesondere die zahlreichen Erneuerungen (Rekonzessionierungen), die in den kommenden Jahren anstehen. Aus diesem Grund lehnt ewz die Ungleichbehandlung von Anlagen-Erweiterungen und Anlagen-Erneuerungen ab. Weshalb der Bund Investitionsbeiträge einzig für erhebliche Erneuerungen einschränken will und deshalb eine Obergrenze von 5 MW einführt, ist trotz erläuterndem Bericht für ewz nicht plausibel. ewz plädiert für eine Gleichbehandlung von erheblicher Erweiterung und erheblicher Erneuerung von Anlagen und verlangt deshalb die Streichung der Obergrenze von 5 MW bei erheblicher Erneuerung.

Um auch bei der Wasserkraft ein wettbewerbles Instrument einzusetzen, das Anreize für Kosteneffizienz und Innovation schafft, schlägt ewz vor, die Investitionsbeiträge für Wasserkraft analog zu den grossen Photovoltaik-Anlagen zu auktionieren. Mit einem einmaligen Investitionsbeitrag als Starthilfe, der im Auktionsverfahren bestimmt wird, lässt sich ein nicht wirtschaftliches Kraftwerksprojekt realisieren. «Chancen nutzen» und «Risiken eingehen» gehören zum Markt. Als Energieversorgungsunternehmen mit langjähriger Erfahrung ist ewz in der Lage, Chancen und Risiken zu evaluieren bzw. zu bewerten, und die Wirtschaftlichkeit zu beurteilen. Zwischenzeitliche Marktpreisschwankungen sind Teil des unternehmerischen Risikos eines Energieunternehmens.

Ob Auktionen auch für andere Technologien durchgeführt werden sollen, ist zu prüfen. Die unterschiedliche Marktreife und Produktionscharakteristik der Technologie ist dabei zu berücksichtigen. Der Zubau von erneuerbarer Energie soll primär dem Strombedarf der Schweiz folgen, die Anlagen sollen beispielsweise prioritär im Winter produzieren.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen bedanken wir uns und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Direktor a. i.



Benedikt Loepfe

Leiter Media & Public Affairs



Harry Graf

Beilagen:

- Revision EnG. Details zur Stellungnahme von ewz



**Elektrizitätswerke
des Kantons Zürich**

Dreikönigstrasse 18
Postfach
8022 Zürich

Telefon 058 359 51 11

EKZ, Postfach, 8022 Zürich

Per E-Mail
Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Zuständig Karl Resch

Datum 6. Juli 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Sommaruga
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) danken Ihnen für die Gelegenheit, zur der Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung nehmen zu können.

EKZ wird durch das EKZ-Gesetz vom 19. Juni 1983 beauftragt, den Kanton Zürich – ausgenommen das Gebiet der Stadt Zürich – wirtschaftlich, sicher und umweltgerecht mit elektrischer Energie zu versorgen. Als einer der grössten Verteilnetzbetreiber und Energiedienstleister der Schweiz mit über 370'000 angeschlossenen Verbrauchsstellen sind wir als Unternehmen von der Revision des Energiegesetzes direkt betroffen.

1. Grundlegende Bemerkungen

Nur bei einem ausreichenden Ausbau an erneuerbaren Energien können die Ziele der Energiestrategie 2050 erreicht werden. In diesem Zusammenhang unterstützt EKZ, dass die bisherigen Richtwerte für den Ausbau der Wasserkraft und anderer erneuerbarer Energien bis 2035 nun zu verbindlichen Zielen erklärt werden und eine Ausweitung der Ziele bis zum Jahr 2050 erfolgt.

Um ausreichend Anreize für Investitionen in erneuerbare Energien zu setzen sind mittelfristig noch staatliche Förderungen notwendig. EKZ begrüsst daher, dass mit der Revision des EnG die Grundlage für eine weitere Förderung des Ausbaus von erneuerbaren Energien geschaffen werden soll. Die vom Bundesamt für Energie (BFE) hierfür gewählten Förderinstrumente werden von EKZ grundsätzlich befürwortet. Sollte zu einem späteren Zeitpunkt festgestellt werden, dass ein unzureichender Ausbau von erneuerbaren Energien stattfindet, muss aus der Sicht von EKZ jedoch durch entsprechende zusätzliche Massnahmen nachgesteuert werden (eine entsprechende Kontrolle ist im EnG alle fünf Jahre durch den Bundesrat vorgesehen).

2. Förderinstrumente

Die grundsätzliche Ausrichtung der Revision des EnG hin zu Investitionsbeiträgen als zentrales Förderinstrument ist positiv zu bewerten. Dieses Fördermodell hat sich in der Vergangenheit bewährt und führt zu einer Zunahme an Investitionen in den Ausbau von erneuerbaren Energien. Im Gegensatz zu einer gleitenden Marktprämie betrachten wir Investitionsbeiträge als das marktwirtschaftlichere Instrument, da keine unbeschränkte Sozialisierung von Verlusten stattfindet, eine effiziente Umsetzung möglich ist und einen Beitrag zur Planungs- und Investitionssicherheit geleistet wird. Wir erhoffen uns von Investitionsbeiträgen ausserdem einen «schlanken» Verwaltungsaufwand als bei anderen Alternativen.

Auch wenn EKZ den Vorstoss vom BFE grundsätzlich unterstützt, möchten wir im Folgenden zu den geplanten Förderinstrumenten für Windenergie und grosse Photovoltaikanlagen detaillierter Stellung beziehen.

2.1. Windenergie

Das Potenzial der Windenergie zur Stromgewinnung in der Schweiz wird momentan nur unzureichend ausgeschöpft. Häufig können Vorhaben in Schweizer Windkraftprojekte aufgrund von zu hohen Planungs- und Verfahrenskosten nicht realisiert werden. Die Revision des Energiegesetzes sieht für Windenergie (wie auch für Wasserkraftanlagen und Geothermieranlagen) einen Projektierungsbeitrag vor. Bei Projekten der Windenergie ist dieser Projektierungsbeitrag jedoch auf Beiträge zur Windmessung begrenzt. Zusätzlich sollen diese Projektierungsbeiträge bei der Vergabe von Investitionsbeiträgen wieder in Abzug gebracht werden. Wir befürchten, dass der gewählte Ansatz nicht ausreicht, um den gewünschten Ausbau an Windenergie in der Schweiz zu erreichen. Aus diesem Grund sollten für Windenergie auch alternative Fördermodelle neben dem Investitionsbeitrag überprüft werden.

2.2. Grosse Photovoltaikanlagen

Grosse Photovoltaikanlagen profitieren in der Regel nicht in vergleichbaren Höhe von Eigenverbrauch wie kleine Anlagen. Häufig fehlt es hierzu an einem Verbrauch in entsprechender Höhe am Ort der Produktion. Von daher wäre es zu begrüßen, dass die Einmalvergütung für Anlagen, die die produzierte Energie vollständig in das Stromnetz einspeisen, von 30 auf 60 Prozent steigt. Allerdings ist die Rentabilität von Eigenverbrauchsanlagen sehr stark davon abhängig, ob nur minimal Eigenverbrauch genutzt wird oder überwiegend. Dies muss bei der Umsetzung dieser Massnahme noch Niederschlag finden.

Die Gesetzesvorlage ermöglicht, dass für die Einmalvergütung bei grossen Photovoltaikanlagen Auktionen eingeführt werden können. Diesen Vorstoss unterstützen wir. Gleichzeitig möchten wir aber darauf aufmerksam machen, dass wir Auktionen nur für Projekte von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mindestens 400 Kilowatt als sinnvoll erachten.

3. Abnahme- und Vergütungspflicht

Gemäss seinen Entscheidungen vom 3. April 2020 will der Bundesrat die Umsetzung der vollständigen Strommarktöffnung weiter vorantreiben. Damit wird eine Systemänderung bei der Abnahme- und Vergütungspflicht unumgänglich. Die Abnahme von Strom kann im Sinn der Entflechtung nicht Aufgabe des Verteilnetzbetreibers sein. Zudem ist die Abnahme- und Vergütungspflicht durch den Netzbetreiber mit einer vollständigen Strommarktöffnung nicht vereinbar. Die Abnahme und Vergütung hat künftig nicht mehr durch jeden einzelnen Verteilnetzbetreiber zu erfolgen, sondern ist durch eine unabhängige zentrale Stelle sicherzustellen. Dabei ist zudem eine schweizweit einheitliche Vergütung anzustreben, welche sich wie vom Bundesrat vorgesehen nach dem Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung richtet. Auch die Abnahme und Vergütung von Strom ist zudem in den Gesamtkontext der Förderung einzuordnen und mit den übrigen Instrumenten abzustimmen.

4. Einspeisemanagement

Eine Integration der erneuerbaren Energien ins Gesamtsystem ist für einen erfolgreichen Ausbau dieser Erzeugung unerlässlich. Ein massiver dezentraler Zubau von Photovoltaikanlagen führt zu einem volkswirtschaftlich unverhältnismässigen Netzausbau, sofern die Einspeisung der gesamten Produktion garantiert werden muss. Umgekehrt kann durch eine Begrenzung der Netzeinspeisung proportional zur installierten Leistung bei PV-Anlagen ein teurer Netzausbau vermieden werden. Eine Begrenzung auf 70% verringert die insgesamt eingespeiste Energie selbst ohne lokalen Speicher um maximal rund 3%. Im Gegenzug sinken die nötigen Investitionen ins Netz erheblich.

EKZ beantragt daher, als flankierende Massnahme zur Förderung erneuerbarer Energien eine entsprechende Peak-Shaving-Regelung ins Stromversorgungsgesetz aufzunehmen. Alternativ wäre auch ein auf finanziellen Anreizen basierender Mechanismus denkbar, indem das Ausrichten von Beiträgen an die Bedingungen geknüpft wird, dass die maximale Netzeinspeisung zur Netzentlastung unentgeltlich auf 70% der Peakleistung begrenzt wird.

5. Anmerkungen zu geplanten Änderungen des Stromversorgungsgesetzes

Gleichzeitig mit dem Start der Vernehmlassung zum EnG präsentiert der Bundesrat Eckwerte zum StromVG. Wir erlauben uns zu diesem Anlass zu einigen Punkten Stellung zu beziehen.

5.1. Datahub

Grundsätzlich erachtet EKZ die Schaffung von Datenplattformen in der Energiewirtschaft als nicht notwendig. Grosse Netzbetreiber und Energiedienstleister sind bereits heute in der Lage eigenständige Datenplattformen zu unterhalten oder die notwendigen Kooperationen hierzu selbständig einzugehen.

Deshalb sind Datenplattformen subsidiär zu organisieren und sollen nicht im Einflussbereich des Bundes stehen. Darüber hinaus muss gewährleistet sein, dass mehrere marktwirtschaftlich organisierte Datahubs möglich sind.

5.2. Quartierstrom

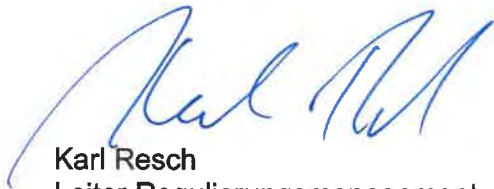
Sofern mit der nächsten Revision des StromVG auch die vollständige Marktöffnung umgesetzt wird, ist «Quartierstrom» ab dann möglich. Ab dem Zeitpunkt der vollständigen Marktöffnung kann jeder Endverbraucher, auch mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh den Energielieferanten frei wählen. Für den Bezug von «Quartierstrom» muss unabhängig von der Distanz zwischen Einspeise- und Entnahmestelle der Netznutzungstarif für alle Netzebenen inkl. aller Abgaben wie z.B. Netzzuschlag entrichten werden. Ein spezieller (vergünstigter) Netznutzungstarif für «Quartierstrom» rechtfertigt sich nur dann, wenn gewährleistet ist, dass «Quartierstrom» die Investitionen ins Netz und somit die Netzkosten reduziert.

5.3. Liberalisierung des Messwesens

EKZ lehnt eine vollständige Liberalisierung des Messwesens ab. Die Liberalisierung des Messwesens (insbesondere für kleine Endverbraucher) würde aus Sicht von EKZ zu einer deutlichen Erhöhung des Mess- und Verwaltungsaufwandes führen. Die eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) kann bei unangemessener Kosten oder Qualität der Messdaten auch heute schon intervenieren. Wir schätzen daher die volkswirtschaftlichen Kosten eines liberalisierten Messwesens höher als das Einsparpotenzial ein.

Freundliche Grüsse

Elektrizitätswerke des Kantons Zürich



Karl Resch
Leiter Regulierungsmanagement
und Netzwirtschaft



Ralf Rienäcker
Netzwirtschaftler

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Per elektronischer Post an: EnG@bfe.admin.ch

Visp, 10. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Für die Möglichkeit der Stellungnahme im Rahmen des vorliegenden Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Energiegesetzes (EnG) danken wir Ihnen vorab bestens. Gerne unterbreiten wir Ihnen unsere Stellungnahme zum Vor-entwurf des revidierten Energiegesetzes (VE-EnG) innert offener Frist.

Die EnAlpin AG, mit Sitz in Visp VS, ist in der Produktion, der Beschaffung, der Verteilung und der Versorgung von respektive mit elektrischer Energie tätig und deckt damit die gesamte Wertschöpfungskette ab. Die Produktion von erneuerbarer Energie, grösstenteils aus Wasserkraft im Kanton Wallis, bildet dabei den Schwerpunkt der Geschäftstätigkeit. Im Jahr 2019 wurden in den Kraftwerken der EnAlpin 1'057 GWh an elektrischer Energie erzeugt, was gut 2.5 % der Schweizer Produktion aus Wasserkraftwerken entspricht. Davon stammen 954 GWh aus Wasserkraftwerken der Konzerngesellschaften und 101 GWh aus Wasserkraftwerken der Partnerwerke.

Einleitend halten wir fest, dass elektrische Energie zweifelsohne ein essentielles Gut für das Funktionieren unserer Gesellschaft und Volkswirtschaft darstellt. Die sichere Versorgung unseres Landes gilt es demnach als prioritär einzu-stufen. In diesem Zusammenhang kommt der Wasserkraft eine entscheidende Rolle zu. Die Absicht des Bundesrates die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere auch der Wasserkraft, verbindlich zu regeln gilt es demnach zu begrüßen. Ebenfalls begrüßenswert ist das Bestreben die **Rahmenbedingungen für den Ausbau der Wasserkräfte zu verbessern**.

Trotz dieser begrüßenswerten Absichten **adressiert die Revisionsvorlage den zentralen Aspekt der Sicherung der langfristigen Versorgungssicherheit leider nur ungenügend**. So findet insbesondere der Umstand, dass in den kommenden Jahrzehnten durch den Wegfall der Kernenergie ein erheblicher Anteil an produzierter **Winterenergie** ersetzt werden muss, kaum Berücksichtigung. Zumindest erscheint es fraglich, wie mit den vorgeschlagenen Instrumenten und Anpassungen dieser Problematik nachhaltig begegnet werden soll. Aus unserer Sicht wäre hierbei eine **Gesamt- oder Systemsicht** unter Berücksichtigung der vorliegenden Vorlage sowie der Vorlage zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) notwendig. Dies als Grundlage für die Schaffung eines gesamtheitlichen und nachhaltigen Strom-marktdesigns für die Schweiz. Wie angesprochen, kommt der Wasserkraft dabei eine zentrale Rolle zu. Zur nachhaltigen Sicherung und Weiterentwicklung der Wasserkraft, braucht es ausserhalb der Grosshandelsmärkte kostendeckende Erlöse für den langfristigen Bestandesehalt wie auch den Zubau von Wasserkraftanlagen in der Schweiz.

Dies vorausgeschickt erläutern wir die angesprochenen und weiteren Punkte im nachfolgenden gerne wie folgt:

Verbesserung der Rahmenbedingungen der Wasserkraft

Mit dem VE-EnG bringt der Bundesrat zum Ausdruck, dass den Wasserkräften eine wichtige Rolle beizumessen ist. Positiv zu bewerten ist dabei, dass vorgeschlagen wird, die bereits heute im EnG bis 2035 zu erreichenden Richtwerte für den Ausbau der Wasserkraft und anderer erneuerbarer Energien als verbindliche Ziele auszugestalten. Neu werden zudem bis 2050 zu erreichende Zielwerte aufgenommen. Wie bisher hat der Bundesrat demnach alle fünf Jahre zu beurteilen, ob die Ziele erreicht werden können. Andernfalls hat er dem Parlament die notwendigen Massnahmen vorzuschlagen.

In diesem Zuge schlägt der Bundesrat denn auch vor, die derzeit bis 2030 befristeten Investitionsbeiträge bis Ende 2035 zu verlängern. Erwähnenswert ist ebenfalls, dass an Projektierungskosten von neuen und erheblich erweiterten Wasserkraftanlagen Beiträge der öffentlichen Hand geleistet werden können.

Zu bedenken gilt es jedoch, dass die gegenwärtigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Schweizer Wasserkraft als andere als einfach sind. So ist der Schweizer Strommarkt stark mit den europäischen Märkten verflochten. Die Preisbildung am Schweizer Strommarkt orientiert sich damit an den variablen Kosten des europäischen Produktionsparks und basiert somit im Wesentlichen auf den Preisen für die Primärenergieträger Gas und Kohle. Die Rohstoffpreise sind seit 2008 signifikant gesunken, der Preis für Emissionszertifikate (CO₂) vermag diesen Effekt nicht zu kompensieren. Das insgesamt tiefe Preisniveau auf den europäischen Grosshandelsmärkten hat die wirtschaftliche Situation der Wasserkraft entsprechend erschwert. **Die Märkte ermöglichen keine kostendeckenden Erlöse für Investitionen, welche für den langfristigen Bestandesehalt und den zusätzlich notwendigen Ausbau der Produktionskapazitäten jedoch zwingend notwendig wären.**

Hierbei gilt es im Weiteren zu beachten, dass der geforderte Zubau an anderen erneuerbaren Energien, beispielsweise der Photovoltaik, insbesondere im Sommer zu einem weiteren Preiszerfall und vermehrt zu negativen Preisen führen wird. In Deutschland und der Schweiz kann der Effekt der negativen Preisbildung auf den Grosshandelsmärkten bereits vielfach beobachtet werden. Diese Effekte werden die Rentabilität der Wasserkraftwerke und in der Folge auch das Investitionsniveau weiter negativ beeinträchtigen. Dabei tritt die Photovoltaik in direkte Konkurrenz mit der bestehenden Laufwasserkraft, welche nach dem Ausstieg aus der Kernenergie als wichtiger Lieferant von Basenergie fungieren muss.

Diesen Umständen wird seitens des Bundesrates und des Gesetzgebers unter anderem mit der Ausrichtung von Investitionsbeiträgen begegnet. Diese sind gegenwärtig jedoch derart ausgestaltet, dass die wesentlichen Parameter zur Bestimmung der Anspruchsberechtigung vom Bundesrat festgelegt werden. Die Prognosen betreffend die massgeblichen Parameter, wie insb. der Strompreisentwicklung, divergieren dabei häufig zu den Annahmen der Projektanten. Im Ergebnis führt dies dazu, dass Projekte nicht realisiert werden, obwohl diese in Berücksichtigung der langfristigen und übergeordneten Zubauziele sinnvoll und wichtig erscheinen würden. Diese Problematik könnte beispielsweise mittels einer Ausgestaltung der Förderung über **ausschreibungs-basierte Instrumente** begegnet werden. Die Projektanten könnten damit in die Lage versetzt werden, eigene Annahmen in ihre Berechnungen einfließen zu lassen. Im Falle eines Zuschlages, würde damit auch die Realisierungswahrscheinlichkeit erheblich steigen. Zudem könnten in diesem Rahmen weitere Kriterien, wie der Beitrag an die Winterproduktion, inkludiert werden.

Sollte die Schaffung von ausschreibungs-basierten Instrumenten nicht möglich sein, gilt es zumindest zu prüfen, wie das bestehende Instrument der Investitionsbeiträge derart ausgestaltet werden kann, dass die Investitionsbereitschaft verbessert werden kann. Hierbei gilt es anzumerken, dass die im VE-EnG vorgeschlagene Entkoppelung der Investitionsbeiträge von den «nicht-amortisierbaren Kosten» die Problematik der Abhängigkeit vom Marktpreis und damit der entsprechenden Strompreisentwicklung nach gegenwärtigem Kenntnisstand kaum verbessern wird.

In Bezugnahme auf die Vorschläge im VE-EnG gilt es zudem anzumerken, dass in Betrachtung der langfristigen Versorgungssicherheit der Wasserkraft insgesamt eine bedeutende Rolle zukommt. **Um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen, ist dabei vorab der Erhalt der bestehenden Wasserkraft prioritär.** So ist es gerade die bestehende Wasserkraft, welche im Jahr 2019 einen Beitrag von rund 56 Prozent an die inländische Produktion geleistet hat. Aus unserer Sicht ist es damit nicht nachvollziehbar, **dass in dem VE-EnG Erneuerungen von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von grösser als 5 MW von einer Förderung ausgeschlossen werden sollen.** Der Bundesrat geht in seiner Vorlage fälschlicherweise von der Annahme aus, dass Erneuerungsinvestitionen in bestehende Wasserkraftanlagen ohne Weiteres vorgenommen werden. Diese Annahme ist unseres Erachtens nicht zutreffend. Wie oben dargelegt, vermag das gegenwärtige Preisumfeld auf den Grosshandelsmärkten keine genügenden Erlöse zu schaffen, die bestehenden Wasserkraftanlagen im bisherigen Umfang zu erhalten. Hinzu kommt, dass die bestehende Wasserkraft mit einer vollständigen Marköffnung vollumfänglich dem Markt ausgesetzt sein wird, was den entsprechenden wirtschaftlichen Druck nochmals akzentuieren wird. **Auch die Erneuerung von bestehenden Wasserkraftanlagen muss mithin im vorgeschlagenen Förderregime einen Platz finden. Mithin braucht es ausserhalb der Grosshandelsmärkte zusätzliche Erlöse und zwar sowohl für den langfristigen Bestandesehalt wie auch den Zubau von Wasserkraftanlagen in der Schweiz.**

Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit / Problematik Winterenergie

In ihrem Bericht «Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion – Einschätzungen der ECom» vom 27. Februar 2020 hielt die ECom fest, dass unter anderem aufgrund der ungenügenden Anreize im Marktumfeld und aufgrund der fehlenden Massnahmen bei der Revision StromVG die rechtzeitige Substitution eines wesentlichen Teils der schrittweise wegfallenden Winterproduktion der Kernkraftwerke durch neue Produktion als unwahrscheinlich gilt.

Die ECom spricht damit in einer aktuellen Einschätzung eine Problematik an, auf welche seitens der Strombranche bereits seit längerer Zeit hingewiesen wird. Die gegenwärtige Erkenntnislage zeigt dabei auf, dass die Schweiz ohne einen erheblichen Zubau von Produktionskapazitäten, insb. in den Wintermonaten, in deutlich **stärkerem Masse auf Importe aus dem Ausland** angewiesen sein wird. Die entsprechenden Rahmenbedingen für einen Import von elektrischer Energie aus dem benachbarten Ausland können mit dem Abschluss eines Stromabkommens mit der Europäischen Union (EU) zwar verbessert werden, dies hat jedoch kaum einen Einfluss auf die Exportfähigkeit und -willigkeit unserer Nachbarländer. Gerade die Corona-Krise hat uns dabei klar vor Augen geführt, dass die internationale Solidarität in einer Krisensituation den eigenen Interessen untergeordnet wird. Es erscheint damit aus Sicht der EnAlpin fraglich, **ob die Schweiz ihre Versorgungssicherheit tatsächlich mittels einer Importstrategie sicherstellen will**. Vielmehr erscheint es ratsam sich derart aufzustellen, dass die Schweiz auch in einer Krisensituation und zwar zu jeder Zeit (insb. auch im Winter), die Versorgung des Landes mit elektrischer Energie sicherstellen kann. **Es stellt unseres Erachtens Aufgabe des Bundes dar, entsprechende Kriterien und Anforderungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit (bspw. Eigenversorgungsgrad) zu definieren und die Ausgestaltung der Förderinstrumente daran auszurichten.**

Mit der Revision des EnG sowie des StromVG hat der Bundesrat die Möglichkeit, die Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit sowie insbesondere auch die Problematik der Winterproduktion anzugehen. Im VE-EnG werden diese Aspekte aber nur unzureichend adressiert. Es gelingt dabei insbesondere nicht aufzuzeigen, wie die Winterenergie, welche durch den Ausstieg aus der Kernenergie wegfällt, inskünftig ersetzt werden soll. Sodann müsste dargelegt werden, wie mit den gewählten Instrumenten beispielsweise die Produktionsfähigkeit der Wasserkraft im Winter - respektive die Speicherkapazitäten - erhöht und damit der Anteil der Winterproduktion erhöht werden kann.

Im Rahmen der Revision des StromVG beabsichtigt der Bundesrat nebst einer Speicherreserve auch die Möglichkeit zu schaffen, dass künftig Ausschreibungen für einen verstärkten Zubau von inländischen, erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten durchgeführt werden können, falls sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten abzeichnen sollte.¹ Das angedachte Instrument kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt mangels weiterer Erläuterungen noch nicht beurteilt werden. Es handelt sich aber um ein Instrument zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Notsituationen. Mit der Revision des EnG bietet sich dem Bundesrat nun die Möglichkeit weitere und notwendige Grundlagen für den ohnehin notwendigen Kapazitätserhalt und -ausbau zu schaffen. In diesem Sinne erachten wir es als ratsam die entsprechenden Vorlagen aufeinander abzustimmen und damit **Gesamt- oder Systemsicht** sicherzustellen. Die entsprechenden Instrumente im EnG sowie im StromVG und die entsprechenden Zielsetzungen haben sich dabei zu ergänzen.

Im Rahmen der Revision StromVG wäre es in Anknüpfung an die angedachten Qualitätsanforderungen für die Energie in der Grundversorgung zu prüfen, den Wert der erneuerbaren Energien in Berücksichtigung des Aspektes der Winterproduktion mittels einer neuen Ausgestaltung des Systems der Herkunftsnachweise (HKN) zu stärken.

Damit kann festgehalten werden, dass mit dem vorliegenden Revisionsvorschlag des Bundesrates die Anliegen der Motionen 18.3000 («Investitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen») sowie 19.3004 («Langfristige Stromversorgungssicherheit. Sicherstellung und Klärung der Verantwortlichkeiten») nicht genügend abgedeckt werden. Die Kommissionsmotionen dürfen demnach nicht abgeschrieben und die angesprochenen Punkte müssen in diesem Rahmen und unter Wahrung einer Gesamtsicht behandelt werden.

Weitere Anmerkungen

Betreffend die weiteren im VE-EnG vorgeschlagenen Änderungen halten wir zusammenfassend das Folgende fest:

- Betreffend die Förderung der Photovoltaik ist die Einführung von Ausschreibungen als wettbewerbliches Instrument zu begrüßen; auch hier gilt es zusätzlich zu prüfen, wie der zeitliche Anfall der Produktion (Winter) im Rahmen der Ausgestaltung berücksichtigt werden kann; ebenfalls positiv zu bewerten ist, dass in den Ausschreibungen zwischen Anlagen mit oder ohne Eigenverbrauch unterschieden werden kann;
- Es ist im Weiteren zu begrüßen, dass gemäss VE-EnG inskünftig auch «neue» Trinkwasserkraftwerke, als Nebennutzungsanlagen, von einer Förderung profitieren können; dies insbesondere auch darum, weil der Winteranteil der Produktion von Trinkwasserkraftwerken oft höher ist als bei anderen Wasserkraftwerken (ohne Speicher).

Für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme danken wir Ihnen vorab bestens. Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
EnAlpin AG



Diego Pfammatter



Urs Hildbrand

¹ Bundesrat, Bundesrat will einheimische erneuerbare Energien stärken und Strommarkt öffnen, Medienmitteilung, 03. April 2020.



Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und Erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

per E-Mail an: EnG@admin.bfe.ch

Biel, 25.06.2020
H. Binggeli / 032 321 12 01

Eingabe bezüglich Vernehmlassung Energiegesetz (EnG)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir beziehen uns auf die vom Bundesrat am 03. April 2020 publizierte Vernehmlassung zum Energiegesetz (EnG) und nutzen die Gelegenheit, nachfolgend unsere Stellungnahme dazu abzugeben.

Der Energie Service Biel/Bienne (ESB) ist eine selbständige Gemeindeunternehmung der Stadt Biel und ist der verantwortliche Netzbetreiber für das Stromnetz in der Stadt Biel. Der ESB transportiert jährlich rund 320 GWh elektrische Energie über sein Verteilnetz. Der ESB ist mit 50% an den Wasserkraftwerken der Bielerseerkraftwerke AG beteiligt und hält auch eine Beteiligung von 35% am Speicherkraftwerk Argessa im Wallis. Der ESB engagiert sich seit Jahren für eine nachhaltige und erneuerbare Energiepolitik in der Stadt Biel und setzt sich gemeinsam mit seinen Kundinnen und Kunden für eine effiziente Nutzung von Energie ein. Der ESB ist deshalb vom Gesetzesentwurf besonders betroffen.

1 Allgemeine Beurteilung

Der ESB begrüsst die Zielsetzung des Bundesrates, für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 Investitionsanreize zu schaffen, die Planungssicherheit für die involvierten Akteure zu erhöhen und die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken.

Wir stellen fest, dass auch das Energiegesetz, wie bereits andere Gesetzesvorlagen im Energiebereich, fast ausschliesslich auf die Stromversorgung abzielt. Mit der zunehmenden Integration der verschiedenen Energiesysteme und -netze (Stichwort Sektorkopplung) und den gegenseitigen Substitutionsmöglichkeiten, ist eine isolierte Sicht auf die Stromversorgung aus unserer Sicht nicht zielführend. Aus diesem Grund wären verbindliche Ausbauziele für den Anteil der erneuerbaren Energien auch für die Versorgung mit Wärme, Brenn- und Treibstoffen wünschenswert, wenn nicht sogar zwingend.

Wir bedauern zudem, dass das EnG nicht zeitgleich mit der Revision StromVG vorgelegt wird. Die gegenseitigen Abhängigkeiten sind unseres Erachtens sehr gross. Daraus ergibt sich, dass eine Stellungnahme zum EnG ohne Verweis auf relevante Punkte der Revision StromVG unvollständig ist. Deshalb erlauben wir uns, im Rahmen dieser Vernehmlassung auch zu zentralen Punkten der StromVG-Revision Stellung nehmen.

2 Verbindliche Ausbauziele

Der ESB begrüsst das Ansinnen des Bundesrates, verbindliche Zielwerte festzuschreiben. Der Zielpfad muss sich an den überarbeiteten Energieperspektiven und am Netto-Null-CO₂-Ziel für 2050 ausrichten. Zudem muss die Versorgungssicherheit im Winter im Fokus stehen. Es braucht ein explizites Ziel für die einheimische, idealerweise erneuerbare Eigenversorgung im Winter – beispielsweise ein Eigenversorgungsgrad von 80 Prozent im Winterhalbjahr.

Zudem müssen im Energiegesetz nicht nur Ziele für die erneuerbare Stromproduktion festgelegt werden, sondern auch für den Anteil der erneuerbaren Wärme sowie der erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe. Der einseitige Fokus auf Strom lässt die zunehmende Verknüpfung der verschiedenen Sektoren (Strom, Wärme, Gas und Mobilität) sowie allfällige Substitutionseffekte ausser Acht. So führt etwa eine reine Elektrifizierungsstrategie im Wärmesektor zu einer höheren Stromnachfrage, vor allem im Winter.

Die Finanzierung der Ziele in den Sektoren Wärme, Gas und Mobilität kann über die CO₂-Abgabe (bzw. künftig über den Klimafonds) sichergestellt werden. Entsprechend konzentrieren wir uns im Folgenden auf das Marktmodell für die erneuerbare Stromproduktion sowie die Energieeffizienzmassnahmen.

Anträge:

- *Überprüfung der Ausbauziele und der Verbrauchsrichtwerte gestützt auf die neuen Energieperspektiven sowie das Netto-Null-CO₂-Ziel.*
- *Verbindliche Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energieträger nicht nur für den Strom, sondern auch für Gas- und Wärmenetze, Brenn- und Treibstoffe.*
- *Eigenversorgungsgrad beim Strom im Winter (bzw. während kritischen Perioden) von mindestens 80 Prozent.*

3 Nachhaltiges Finanzierungsmodell für die erneuerbare Stromproduktion

Das Finanzierungsmodell sollte nicht schon im Voraus befristet werden. Das Ziel muss sein, langfristige Planungs- und Rechtssicherheit für die Investoren zu schaffen. Sonst können die Ziele der Energiestrategie 2050 nicht erreicht werden. Der Grad der Zielerreichung ist regelmässig zu überprüfen. Der Umfang der Mittel, welche für die Förderung einzelner Technologien zur Verfügung steht, soll regelmässig angepasst werden – abhängig vom Grad der Zielerreichung.

Das Finanzierungsmodell muss möglichst marktnah und technologieneutral ausgestaltet sein. Auktionen um gleitende Marktprämien sind dafür bei genügend hohem Projektaufkommen grundsätzlich besser geeignet als administrierte, einmalige Investitionsbeiträge. Für Kleinanlagen können solche Investitionsbeiträge hingegen sinnvoll sein.

Es braucht deshalb eine Unterscheidung zwischen Gross- und Kleinanlagen für alle Technologien. Zudem braucht es auch eine Unterscheidung zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch. Das Direktverbrauchen vor Ort ist zunehmend erwünscht (Wärmepumpen, Elektromobilität), insbesondere im dichten Siedlungsraum. Ohne diese Unterscheidung ergibt sich eine Marktverzerrung zugunsten der Anlagen mit beschränkender Optimierung auf Eigenverbrauch.

Anträge:

- *Keine Befristung des Finanzierungsmodells. Höhe der Finanzierung muss sich am Grad der Zielerreichung ausrichten.*
- *Unterscheidungsmöglichkeit bei der Finanzierung von Gross- und Kleinanlagen sowie von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch.*
- *Für Grossanlagen gibt es neu auch Ausschreibungen von gleitenden Marktprämien. Für Kleinanlagen gibt es weiterhin Investitionsbeiträge.*

4 Ausschreibungen mit gleitenden Marktprämien für Grossanlagen

Wir begrüssen den Vorschlag des Bundesrates, für den Bau von grossen Photovoltaik-Anlagen Auktionen vorzusehen. Allerdings sollte eine gleitende Marktprämie über eine bestimmte Laufzeit und nicht ein Investitionsbeitrag der Gegenstand der Ausschreibung sein.

Zudem sollten Auktionen für sämtliche Technologien möglich sein, nicht nur für die Photovoltaik. Auktionsvolumen, Mindestgrösse der Anlage, Laufzeiten sowie weitere Modalitäten (inkl. bevorzugte Behandlung von Winterstrom, bestmögliche Flächenausnutzung, etc.) sollen im Rahmen der Ausschreibungen technologiespezifisch festgelegt werden können.

Sofern für einzelne Technologien sinnvoll, sollen auch Auktionen für Investitionsbeiträge möglich sein. Dies könnte beispielsweise für Grosswasserkraftwerke (inkl. Erneuerungen) mit ihren sehr langen Investitionszyklen der Fall sein (siehe Kapitel 8).

Die Auktionen sollten unterscheiden zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch. Sonst sind Anlagen ohne Eigenverbrauch meist benachteiligt. Dies hat zur Folge, dass geeignete Standorte ohne genügend Eigenverbrauch nicht ihrem Potenzial entsprechend für die Produktion von erneuerbarem Strom genutzt werden.

Eine gleitende Marktprämie hat folgende Vorteile gegenüber Investitionsbeiträgen:

- Grossinvestoren haben nicht einen Mangel an Kapital. Der Grund, warum sie derzeit nicht in der Schweiz investieren ist, dass es, anders als im europäischen Ausland, keine genügende Absicherung der Marktpreisrisiken gibt.
- Gleitende Marktprämien fliessen nur dann, wenn der Referenzmarktpreis unter den Zuschlagskosten der Auktion liegt. Der Mitteleinsatz ist effizienter.
- Die gleitende Marktprämie wird nur bei einer effektiv eingespeisten Kilowattstunde fällig und basiert nicht auf einer theoretisch erwarteten Produktion.
- Somit sind auch höhere Vergütungen für im Winter produzierten Strom möglich; und zwar nicht aufgrund von Prognosen, sondern anhand von effektiven Liefermengen.

Anträge:

- *Ausschreibungen sind für grosse Anlagen sämtlicher Technologien möglich.*

- *Das Finanzierungsmodell für Grossanlagen ist die gleitende Marktprämie.*
- *Auktionsvolumen, Mindestgrössen, Laufzeiten, Winterstromanteil sowie weitere Parameter werden technologiespezifisch im Rahmen der Ausschreibung definiert.*
- *Investitionsbeiträge für grosse und gruppierte Anlagen sind möglich, sofern dies für einzelne Technologien, beispielsweise aufgrund sehr langer Laufzeiten, sinnvoll ist.*

5 Investitionsbeiträge für Kleinanlagen

Investitionsbeiträge für Kleinanlagen haben sich bewährt und sollen gemäss Vorschlag des Bundesrates bestehen bleiben. Allerdings sollte auch hier zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch unterschieden werden können. Und es sollte möglich sein, Anlagen, die mehr Strom im Winter produzieren, höhere Beiträge zukommen zu lassen.

Art. 27 sieht explizit Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen vor, die Strom einspeisen. Für Biomasseanlagen, welche erneuerbares Gas einspeisen, sieht das EnG hingegen keine Mittel vor. Die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz und dessen Verwendung im Winter in WKK-Anlagen weist eine höhere Energieeffizienz auf und leistet einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Diese einseitige Bevorzugung stellt eine Benachteiligung der Produktion erneuerbarer Gase dar. Es braucht für beide Anwendungen gleich lange Spiesse.

Anträge:

- *Unterscheidungsmöglichkeit zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch.*
- *Die Höhe der Investitionsbeiträge kann an Bedingungen bezüglich des Anteils von Winterstromproduktion geknüpft sein.*
- *Die Verstromung von Biogas darf gegenüber dessen Einspeisung ins Gasnetz nicht bevorzugt werden.*

6 Zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle

Die richtige Höhe der Investitionsbeiträge hängt auch von der Höhe der Abnahmevergütung ab. Diese sind derzeit regional unterschiedlich. Deshalb soll eine zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle geschaffen werden. Der Bundesrat legt eine schweizweit einheitliche Abnahmevergütung fest, die sich an der mehrjährigen Strompreisentwicklung für Endkunden in der Grundversorgung ausrichtet und saisonale Schwankungen berücksichtigt.

Um falsche Anreize zur Steigerung des Winterstromdefizits zu beseitigen, sind Liefer- und Produktionszeitraum von Elektrizität zeitlich besser in Einklang zu bringen, indem nur noch Herkunftsnachweise aus dem Zeitraum der Energielieferung zugelassen werden (z.B. maximale Abweichung von +/- 2 Monaten).

Dabei bleibt es möglich, dass Energieversorgungsunternehmen auf lokaler Ebene ergänzende Förderungsmodelle umsetzen und damit zusätzliche Anreize schaffen können.

Anträge:

Art. 9 Herkunftsnachweis, Elektrizitätsbuchhaltung und Kennzeichnung

3 Wer Endverbraucherinnen und Endverbraucher beliefert, muss:

- a. eine Elektrizitätsbuchhaltung führen; und
- b. die Endverbraucherinnen und Endverbraucher über die Menge, die eingesetzten Energieträger, den Produktionszeitraum (neu) und den Produktionsort der gelieferten Elektrizität informieren (Kennzeichnung).

4 In der Elektrizitätsbuchhaltung sind insbesondere die Menge, die eingesetzten Energieträger, der Produktionszeitraum (neu) und der Produktionsort der gelieferten Elektrizität auszuweisen. Dies ist in geeigneter Form zu belegen, in der Regel mit Herkunftsnachweisen.

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität

1 (neu) Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft- Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

2 (neu) Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

3 (neu) Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis (Art. 23).

4 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktpremien ~~Einspeisevergütungssystem~~ (Art. 19) teilnehmen.

5 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.

6 Bei Photovoltaikanlagen erfolgt die Abnahme der Energie entschädigungslos, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt einen bestimmten Anteil der installierten Pannelleistung überschreitet. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

7 Projektierungsbeiträge

Der ESB begrüsst die Einführung von Projektierungsbeiträgen. Allerdings sollten diese bei der Windkraft nicht nur die Kosten der Windmessung abdecken, sondern auch die Planungskosten. Planungsintensive Technologien wie Wind- und Wasserkraft dürfen durch Ausschreibungen nicht benachteiligt werden. Planungsintensive Vorleistungen sind ausserhalb der Auktion zu finanzieren. Für Windkraftanlagen sollten betreffend die Projektierungskosten die gleichen Regelungen gelten, wie bei Wasserkraftwerken und Geothermieranlagen.

Zudem sollte die Möglichkeit für Projektierungsbeiträge auch für innovative Projekte im Bereich der Sektorkopplung geschaffen werden – beispielsweise für einheimische Power-to-Gas-Anlagen.

Antrag:

- *Die Projektierungsbeiträge für Windkraftprojekte sollen die gesamten Vorleistungen im Planungsprozess abdecken, nicht nur die Windmessung.*
- *Innovative Projekte, welche die Sektorkopplung vorantreiben, sollen ebenfalls von Projektierungsbeiträgen profitieren können.*

8 Grosswasserkraft

Die Grosswasserkraft bildet nach wie vor das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung. Eine wesentlich direktere und wirkungsvollere Unterstützung der Grosswasserkraft könnte durch die Einführung eines flexiblen, marktorientierten Wasserzinses erreicht werden.

Unabhängig davon ist auch die Erneuerung von bestehenden Grosswasserkraftwerken in die Förderung aufzunehmen. Dies kann entweder über eine gleitende Marktprämie oder (wegen den langen Laufzeiten) mit Investitionsbeiträgen geschehen. Ansonsten besteht das akute Risiko, dass erforderliche Ersatzinvestitionen nicht getätigt werden. Ohne Förderung bzw. Finanzierungshilfen für Erneuerungen besteht das Risiko, dass nur noch minimalste Investitionen getätigt werden.

Antrag:

- *Schaffung der erforderlichen Planungs- und Investitionssicherheit für die Grosswasserkraft.*
- *Finanzierungshilfen auch für Erneuerungen von bestehenden Grosswasserkraftwerken durch gleitende Marktprämien oder Investitionsbeiträge.*

9 Speicher / Sektorkopplung

Damit die Ziele der Energiestrategie und der Klimapolitik erreicht werden können, braucht es Anstrengungen nicht nur im Stromsektor, sondern auch in den Sektoren Wärme, Gas und Mobilität. Die Sektorkopplung wird dabei eine Schlüsselrolle spielen. Neue Speichertechnologien, wie etwa Power-to-Gas-Anlagen, können einen Beitrag dazu leisten, überschüssigen, erneuerbaren Strom im Sommer langfristig speicherbar zu machen und dabei mithelfen, auch die Wärmeversorgung und die Mobilität erneuerbarer zu machen.

Eine reine Elektrifizierungsstrategie ist deshalb nicht zielführend, weil damit die Stromnachfrage im Winter noch stärker zunimmt und die saisonalen Ungleichgewichte zwischen Verbrauch und Produktion von erneuerbaren Energien weiter verstärkt werden.

Aus diesem Grund muss das Energiegesetz auch die Bedeutung der Sektorkopplung und verschiedener Speichertechnologien berücksichtigen. Konkret heisst das beispielsweise, dass auch innovative Speicherprojekte, welche zur Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems beitragen und/oder die Stromnachfrage im Winter verringern helfen, Investitionsbeiträge beantragen können.

Weiter gilt es, die bestehende Ungleichbehandlung verschiedener Speichertechnologien bei den Netzentgelten zu beseitigen (siehe auch Kapitel 11. Eckpunkte StromVG).

Anträge:

- *Berücksichtigung von sektorübergreifenden Speichertechnologien, welche zur Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems beitragen, bei den Investitionsbeiträgen und den Projektierungsbeiträgen (siehe Kapitel 7).*
- *Keine Diskriminierung verschiedener Speichertechnologien im StromVG (siehe auch Kapitel 11).*

10 Internationales Biogas-Register

Im erläuternden Bericht wird erwähnt, dass derzeit Bestrebungen laufen, ein Herkunftsnachweissystem künftig auch für erneuerbare Brenn- und Treibstoffe zu implementieren. Ein solches System ist eine Voraussetzung dafür, dass erneuerbare Brenn- und Treibstoffe in grösseren Mengen importiert und von der CO₂-Abgabe befreit werden können.

Der ESB unterstützt deshalb die Schaffung einer solchen Stelle und stellt gleichzeitig in Frage, ob eine Erweiterung von Pronovo dafür der richtige Ansatz ist. Aus unserer Sicht sollte eine neue, unabhängige Stelle geschaffen werden, die von Fachpersonen mit dem entsprechenden Knowhow in der Gaswirtschaft geführt und beaufsichtigt wird.

11 Abhängigkeiten zwischen EnG und StromVG

Das Energiegesetz (EnG) ist stark mit dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) gekoppelt. Die Frage der vollständigen Strommarktöffnung kann nicht unabhängig vom konkreten Inhalt des Energiegesetzes beurteilt werden.

Eine politische Verknüpfung von EnG und StromVG ist deshalb aus Sicht ESB unabdingbar. Die Ablehnung der einen Vorlage (beispielsweise in einem Referendum) bei gleichzeitiger Annahme (oder Verwässerung) der anderen, ist zu verhindern.

Aus diesem Grund erlauben wir uns, an dieser Stelle noch einmal ein paar unserer zentralen Aussagen im Zusammenhang mit dem StromVG zu bekräftigen:

- Eine vollständige Strommarktöffnung ohne Begleitmassnahmen im Bereich Eigenproduktion und Wasserkraft gefährdet die Schweizer Wasserkraft insgesamt und unser Engagement in diesem Bereich im Speziellen. Heute ist über die Hälfte unseres Stromabsatzes unabhängig vom Marktpreis kostengedeckt. Das wird bei einer vollständigen Marktöffnung nicht mehr der Fall sein.

- Bei einer vollständigen Marktöffnung braucht es keine umfassende Tarifregulierung in der Grundversorgung mehr. Der Kunde hat dann jederzeit die Möglichkeit, in den Markt zu wechseln. Eine reine Preismissbrauchsaufsicht durch den Preisüberwacher ist deshalb genügend.
- Eine Qualitätsvorgabe für die Grundversorgung ist bei einer Marktöffnung nicht mehr umsetzbar. Falls eine Qualitätsvorgabe erfolgen sollte, ist diese sinnvollerweise durch die Vorgabe einer 100%igen, erneuerbaren, inländischen Grundversorgung umzusetzen.
- Für die Rücklieferung von dezentral produziertem erneuerbarem Strom aus Kleinanlagen braucht es eine zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle mit einer schweizweit einheitlichen Abnahmevergütung (siehe auch Kapitel 6).
- Die Netztarifierung soll sich vermehrt an der Leistung richten. Mittelfristig muss eine dynamische und engpassorientierte Netztarifierung das Ziel sein.
- Die generelle Qualifizierung von Speichern als Endverbraucher ist falsch. Speicher verbrauchen Energie nicht, sondern verschieben lediglich den Verbrauch in zeitlicher Hinsicht. Speicher – insbesondere saisonale Speicher – können einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten.
- Sämtliche Speicher sind deshalb zwingend vom Netznutzungsentgelt zu befreien. Eine einseitige bevorzugte Behandlung von Pumpspeichern ist nicht gerechtfertigt und diskriminierend.
- Auf die Liberalisierung des Messwesens ist zu verzichten. Erfahrungen im Ausland zeigen, dass der Aufwand den volkswirtschaftlichen Nutzen bei weitem übersteigt.
- Wir begrüßen die Schaffung eines effizienten, zentralen Datenhubs. Die Qualitätsvorgaben, Standards und Schnittstellen eines solchen Datenhubs müssen frühzeitig definiert werden, damit Rechts- und Planungssicherheit geschaffen wird – vor allem auch im Hinblick auf den Smart Meter Rollout.

Wir bedanken uns abschliessend noch einmal für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse
Energie Service Biel/Bienne



Heinz Binggeli
Direktor



Matthias Widmer
Leiter Personal & Recht

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Thun, 10. Juli 2020

Michael Gruber • 033 225 66 01 • michael.gruber@energiethun.ch

Revision Energiegesetz – Stellungnahme Energie Thun AG

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Dame, sehr geehrter Herr

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Stellung zu nehmen.

1. Allgemeine Beurteilung

Die Energie Thun AG begrüsst die Zielsetzung des Bundesrates, für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 Investitionsanreize zu schaffen, die Planungssicherheit für die involvierten Akteure zu erhöhen und die Versorgungssicherheit der Schweiz zu stärken.

Leider stellen wir jedoch fest, dass das Energiegesetz nach wie vor fast ausschliesslich auf die Stromversorgung abzielt. Mit der zunehmenden Integration der verschiedenen Energiesysteme und -netze (Stichwort Sektorkopplung) und den gegenseitigen Substitutionsmöglichkeiten ist eine isolierte Sicht auf die Stromversorgung aus unserer Sicht nicht zielführend. Aus diesem Grund fordern wir verbindliche Ausbauziele für den Anteil der erneuerbaren Energien auch für die Versorgung mit Wärme, Brenn- und Treibstoffen.

Wir sind zudem der Auffassung, dass die weiteren Entscheide bei der Behandlung des StromVG stark von der Ausgestaltung des Energiegesetzes abhängen. Deshalb fordern wir eine Verknüpfung der beiden Geschäfte.

2. Verbindliche Ausbauziele

Die Energie Thun AG begrüsst das Ansinnen des Bundesrates, verbindliche Zielwerte festzuschreiben. Der Zielpfad muss sich einerseits an den überarbeiteten Energieperspektiven und andererseits am Netto-Null-CO₂-Ziel für 2050 ausrichten. Zudem sollte spezifisch die Versorgungssicherheit im Winter im Fokus stehen. Es braucht ein explizites Ziel für die (erneuerbare) Eigenversorgung im Winter – beispielsweise ein Eigenversorgungsgrad von 80 Prozent im Winterhalbjahr.

Zudem müssen im Energiegesetz nicht nur Ziele für die erneuerbare Stromproduktion festgelegt werden, sondern auch für den Anteil der erneuerbaren Wärme sowie der erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe. Der einseitige Fokus auf Strom lässt die zunehmende Verknüpfung der verschiedenen Sektoren (Strom, Wärme, Gas

und Mobilität) sowie allfällige Substitutionseffekte ausser Acht. So führt etwa eine reine Elektrifizierungsstrategie im Wärmesektor zu einer höheren Stromnachfrage, vor allem im Winter.

Die Finanzierung der Ziele in den Sektoren Wärme, Gas und Mobilität kann über die CO₂-Abgabe (bzw. künftig über den Klimafonds) sichergestellt werden. Entsprechend konzentrieren wir uns im Folgenden auf das Marktmodell für die erneuerbare Stromproduktion sowie die Energieeffizienzmassnahmen.

Anträge:

- Überprüfung der Ausbauziele und der Verbrauchsrichtwerte gestützt auf die neuen Energieperspektiven sowie das Netto-Null-CO₂-Ziel.
- Verbindliche Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energieträger nicht nur für den Strom, sondern auch für Gas- und Wärmenetze, Brenn- und Treibstoffe.
- Eigenversorgungsgrad beim Strom im Winter (bzw. kritischen Perioden) von mindestens 80 Prozent.

3. Nachhaltiges Finanzierungsmodell für die erneuerbare Stromproduktion

Das Finanzierungsmodell sollte nicht schon im Voraus befristet werden. Das Ziel muss sein, langfristige Planungs- und Rechtssicherheit für die Investoren zu schaffen. Sonst können die Ziele der Energiestrategie 2050 nicht (oder nicht in effizienter Weise) erreicht werden. Der Grad der Zielerreichung ist regelmässig zu überprüfen. Der Umfang der Mittel, welche für die Förderung einzelner Technologien (inkl. Ausschreibungen) zur Verfügung steht, soll regelmässig angepasst werden – abhängig vom Grad der Zielerreichung.

Das Finanzierungsmodell muss zudem möglichst marktnah und technologieneutral ausgestaltet sein. Auktionen um gleitende Marktprämien sind dafür bei genügend hohem Projektaufkommen grundsätzlich besser geeignet als administrierte, einmalige Investitionsbeiträge. Für Kleinanlagen können solche Investitionsbeiträge hingegen sinnvoll sein. In jedem Fall ist beim Mitteleinsatz auf eine ausgeglichene regionale Verortung, insbesondere auch im dichten urbanen Raum, sowie verträgliche Einbettung, Flächenausnutzungsgrad, Qualität und Sicherheit zu achten.

Es braucht deshalb z.B. eine Unterscheidung zwischen Gross- und Kleinanlagen für alle Technologien. Zudem braucht es auch eine Unterscheidung zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch. Direktverbrauch vor Ort ist zunehmend erwünscht (Wärmepumpen, Elektromobilität), insbesondere im dichten Siedlungsraum. Ohne diese Unterscheidung ergibt sich eine Marktverzerrung zugunsten der Anlagen mit beschränkender Optimierung auf Eigenverbrauch.

Das Finanzierungsmodell soll zudem im Einklang mit den EU-Richtlinien stehen, damit keine zusätzlichen Hindernisse für ein künftiges Stromabkommen mit der EU errichtet werden. Auch vor diesem Hintergrund sind Auktionen mit gleitenden Marktprämien das zu präferierende Modell.

Anträge:

- Keine Befristung des Finanzierungsmodells. Höhe der Finanzierung muss sich am Grad der Zielerreichung ausrichten.
- Unterscheidung bei der Finanzierung von Gross- und Kleinanlagen. Unterscheidungsmöglichkeit bei der Finanzierung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch.
- Für Grossanlagen gibt es neu auch Ausschreibungen von gleitenden Marktprämien. Für Kleinanlagen gibt es weiterhin Investitionsbeiträge.
- Das Finanzierungsmodell muss kompatibel mit den EU-Richtlinien sein.

4. Ausschreibungen mit gleitenden Marktpremien für Grossanlagen

Die Energie Thun AG begrüsst den Vorschlag des Bundesrates, für den Bau von grossen Photovoltaik Anlagen Auktionen vorzusehen. Allerdings sollte eine gleitende Marktpremie über eine bestimmte Laufzeit und nicht ein Investitionsbeitrag der Gegenstand der Ausschreibung sein.

Zudem sollten Auktionen für sämtliche Technologien möglich sein, nicht nur für die Photovoltaik. Auktionsvolumen, Mindestgrösse der Anlage, Laufzeiten sowie weitere Modalitäten (inkl. bevorzugte Behandlung von Winterstrom, bestmögliche Flächenausnutzung, etc.) sollen im Rahmen der Ausschreibungen technologiespezifisch festgelegt werden können.

Sofern für einzelne Technologien sinnvoll sollen auch Auktionen für Investitionsbeiträge möglich sein. Dies könnte beispielsweise für Grosswasserkraftwerke (inkl. Erneuerungen) mit ihren sehr langen Investitionszyklen der Fall sein (siehe Kapitel 8).

Die Auktionen sollten unterscheiden zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch. Sonst sind Anlagen ohne Eigenverbrauch meist benachteiligt. Dies hat zur Folge, dass geeignete Standorte ohne (genügend) Eigenverbrauch nicht (ihrem Potenzial entsprechend) für die Produktion von erneuerbarem Strom genutzt werden.

Eine gleitende Marktpremie hat folgende Vorteile gegenüber Investitionsbeiträgen:

- Grossinvestoren haben nicht einen Mangel an Kapital. Der Grund, warum sie derzeit nicht in der Schweiz investieren ist, dass es, anders als im europäischen Ausland keine genügende Absicherung der Marktpreisrisiken gibt.
- Gleitende Marktpremien fliessen nur dann, wenn der Referenzmarktpreis unter den Zuschlagskosten der Auktion liegen. Der Mitteleinsatz ist effizienter.
- Die gleitende Marktpremie wird nur bei einer effektiv eingespeisten Kilowattstunde fällig und basiert nicht auf einer theoretisch erwarteten Produktion.
- Somit sind auch gezielte (höhere) Vergütungen für im Winter produzierten Strom möglich; und zwar nicht aufgrund von Prognosen, sondern anhand von effektiven Liefermengen.
- Gleitende Marktpremien stehen im Einklang mit EU-Richtlinien

Anträge:

- Ausschreibungen sind für grosse Anlagen sämtlicher Technologien möglich.
- Das Finanzierungsmodell für Grossanlagen ist grundsätzlich die gleitende Marktpremie.
- Auktionsvolumen, Mindestgrössen, Laufzeiten, Winterstromanteil sowie weitere Parameter werden technologiespezifisch im Rahmen der Ausschreibung definiert.
- Investitionsbeiträge für grosse und gruppierte Anlagen sind möglich, sofern dies für einzelne Technologien, beispielsweise aufgrund sehr langer Laufzeiten, sinnvoll ist.

5. Investitionsbeiträge für Kleinanlagen / Biomasse / WKK

Investitionsbeiträge für Kleinanlagen haben sich bewährt und sollen gemäss Vorschlag des Bundesrates bestehen bleiben. Allerdings sollte auch hier zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch unterschieden werden können. Und es sollte möglich sein, Anlagen, die mehr Strom im Winter produzieren, höhere Beiträge zukommen zu lassen.

Art. 27 sieht explizit Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen vor, die Strom einspeisen. Für Biomasseanlagen, welche erneuerbares Gas einspeisen, sieht das EnG hingegen keine Mittel vor. Die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz und dessen Verwendung im Winter in WKK-Anlagen weist eine höhere Energieeffizienz und auf und leistet einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Diese einseitige Bevorzugung stellt eine Benachteiligung der Produktion erneuerbarer Gase dar. Es braucht für beide Anwendungen gleich lange Spiesse.

Anträge:

- Unterscheidungsmöglichkeit zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch.
- Die Höhe der Investitionsbeiträge kann an Bedingungen bezüglich des Anteils von Winterstromproduktion geknüpft sein.
- Die Verstromung von Biogas darf gegenüber dessen Einspeisung ins Gasnetz nicht bevorteilt werden.

6. Zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle

Die richtige Höhe der Investitionsbeiträge hängt auch von der Höhe der Abnahmevergütung ab. Diese sind derzeit regional unterschiedlich, was eine einheitliche schweizweite Projektgestaltung erschwert.

Deshalb soll eine zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle geschaffen werden. Der Bundesrat legt eine schweizweit einheitliche Abnahmevergütung fest, der sich an der mehrjährigen Strompreisentwicklung für Endkunden der Grundversorgung ausrichtet. Wir unterstützen hier vollumfänglich die Forderung des Branchenverbands VSE.

Dabei bleibt es möglich, dass Energieversorgungsunternehmen ihren Kunden freiwillig ein gleiches oder gar besseres Angebot machen, diesen also den Strom direkt abkaufen.

Antrag:

- Etablierung einer zentralen Abnahme- und Vergütungsstelle

7. Projektierungsbeiträge

Die Energie Thun AG begrüsst die Einführung von Projektierungsbeiträgen. Allerdings sollten diese bei der Windkraft nicht nur die Kosten der Windmessung abdecken, sondern auch die Planungskosten. Planungsintensive Technologien wie Wind- und Wasserkraft dürfen durch Ausschreibungen nicht benachteiligt werden. Planungsintensive Vorleistungen sind ausserhalb der Auktion zu finanzieren. Für Windkraftanlagen sollten die gleichen Regelungen gelten betreffend die Projektierungskosten, wie bei Wasserkraftwerken und Geothermieanlagen.

Zudem sollte die Möglichkeit für Projektierungsbeiträge auch für innovative Projekte im Bereich der Sektorkopplung geschaffen werden – beispielsweise für einheimische Power-to-Gas-Anlagen.

Anträge:

- Die Projektierungsbeiträge für Windkraftprojekte sollen die gesamten Vorleistungen im Planungsprozess abdecken, nicht nur die Windmessung.
- Innovative Projekte, welche die Sektorkopplung vorantreiben, sollen ebenfalls von Projektierungsbeiträgen profitieren können.

8. Grosswasserkraft

Die Grosswasserkraft bildet nach wie vor das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung. Deshalb ist Swisspower der Meinung, dass zwingend ein flexibler Wasserzins eingeführt werden muss, der sich an den Marktpreisen richtet (siehe die Stellungnahme von Swisspower zur Revision des Wasserrechtsgesetzes vom 5.9.2017).

Weiter ist Swisspower der Auffassung, dass auch die Erneuerung von bestehenden Grosswasserkraftwerken gefördert werden muss. Dies kann entweder über eine gleitende Marktprämie oder (wegen den langen Laufzeiten) mit Investitionsbeiträgen geschehen. Ansonsten besteht das akute Risiko, dass erforderliche Ersatzinvestitionen nicht getätigt werden. Zwischen 2020 und 2050 stehen Konzessionserneuerungen im Umfang von rund 25 TWh an, im Rahmen derer in der Regel auch substanzielle Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen getätigt werden sowie umfassende Umweltauflagen erfüllt werden müssen. Mit einem Wegfall der Finanzierungshilfen für Erneuerungen besteht das Risiko, dass nur noch absolut notwendige Investitionen getätigt werden.

Anträge:

- Schaffung der erforderlichen Planungs- und Investitionssicherheit für die Grosswasserkraft mit ihrem langen Betriebshorizont von 60 und mehr Jahren.
- Finanzierungshilfen auch für Erneuerungen von bestehenden Grosswasserkraftwerken. Dazu sind sowohl gleitende Marktprämien wie auch Investitionsbeiträge denkbar.

9. Speicher / Sektorkopplung

Damit die Ziele der Energiestrategie und der Klimapolitik erreicht werden können, braucht es Anstrengungen nicht nur im Stromsektor, sondern auch in den Sektoren Wärme, Gas und Mobilität. Die Sektorkopplung wird dabei eine Schlüsselrolle spielen. Neue Speichertechnologien, wie etwa Power-to-Gas-Anlagen, können einen Beitrag dazu leisten, überschüssigen, erneuerbaren Strom im Sommer langfristig speicherbar zu machen und dabei mithelfen, auch die Wärmeversorgung und die Mobilität erneuerbarer zu machen.

Eine reine Elektrifizierungsstrategie ist aus unserer Sicht nicht zielführend, weil damit die Stromnachfrage im Winter noch stärker zunimmt und die saisonalen Ungleichgewichte zwischen Verbrauch und Produktion von erneuerbaren Energien weiter verstärkt werden.

Aus diesem Grund muss das Energiegesetz auch die Bedeutung der Sektorkopplung und verschiedener Speichertechnologien berücksichtigen. Konkret heisst das beispielsweise, dass auch innovative Speicherprojekte, welche zur Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems beitragen und/oder die Stromnachfrage im Winter verringern helfen, Investitionsbeiträge beantragen können.

Weiter gilt es, die bestehende Ungleichbehandlung verschiedener Speichertechnologien bei den Netzentgelten zu beseitigen (siehe auch Kapitel 11. Eckpunkte StromVG).

Anträge:

- Berücksichtigung von sektorübergreifenden Speichertechnologien, welche zur Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems beitragen, bei den Investitionsbeiträgen und den Projektierungsbeiträgen (siehe Kapitel 7).
- Keine Diskriminierung verschiedener Speichertechnologien im StromVG.

Wir bedanken uns abschliessend für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse



Michael Gruber
CEO



Urs Neuenschwander
Leiter Marketing und Vertrieb / CMO
Mitglied der Geschäftsleitung



Post CH AG

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Kontakt Walter Schaad
Telefon +41 31 321 34 18
E-Mail walter.schaad@ewb.ch

1. Juli 2020

Vernehmlassungsvorlage Energiegesetz vom 3.4.2020: Stellungnahme Energie Wasser Bern

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Gelegenheit, zur Energiegesetz-Vorlage vom 3.4.2020 Stellung nehmen zu dürfen.

Energie Wasser Bern stellt die Versorgung der Stadt Bern und der umliegenden Gemeinden mit Strom, Erdgas, Biogas und Wasser sicher, verwertet Abfall zu Energie, bietet Dienstleistungen im Bereich der Elektro- und Erdgasmobilität an und baut in der Stadt Bern das Glasfasernetz. Das Unternehmen setzt sich für eine langfristig sichere, wirtschaftlich vertretbare und kundenorientierte Energieversorgung mit möglichst geringem ökologischem Fussabdruck ein. Energie Wasser Bern engagiert sich für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 und die Umsetzung des Energierichtplans der Stadt Bern.

Energie Wasser Bern unterstützt die Stellungnahme von Swisspower.

Als direkt betroffenes Energieversorgungsunternehmen erlauben wir uns, Ihnen ergänzend zur Swisspower-Position unsere eigene Stellungnahme zukommen zu lassen. Unsere Hauptpositionen fassen wir wie folgt zusammen:

1. Allgemeine Bemerkungen

Energie Wasser Bern begrüsst die vorgeschlagenen Massnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien. Das Fördersystem schafft Investitionsanreize im Hinblick auf die Umsetzung der Energiestrategie 2050 und die Erhöhung der Versorgungssicherheit der Schweiz. Für uns ist die Art der Förderung – Investitionsanreize oder die von gewissen Verbänden vorgeschlagene Marktprämie – von untergeordneter Bedeutung. Hauptsache ist, dass das befristete Fördersystem verlängert wird und Planungssicherheit schafft.

Nicht verständlich ist unserer Meinung nach, dass das Energiegesetz nach wie vor fast ausschliesslich auf die Förderung der Stromversorgung ausgerichtet ist. Mit der zunehmenden Integration der verschiedenen Energiesysteme und -netze (Sektorkopplung) und den gegenseitigen Substitutionsmöglichkeiten greift eine isolierte Sicht auf die Stromversorgung aus unserer Sicht zu kurz. Aus diesem Grund wünschen wir uns eine Ausbau- und Förderstrategie für alle erneuerbaren Energien, die der Versorgung mit Wärme, Brenn- und Treibstoffen dienen.

Ausserdem wird die Speicherung im Energiesystem der Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Wir fordern deshalb, dass in der gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems und im Hinblick auf die Versorgungssicherheit auch die Speichertechnologien von Fördermassnahmen profitieren können.

2. Verbindliche Ausbauziele (Art. 2)

Wir äussern uns nicht zu den Zielwerten für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und verweisen diesbezüglich auf die Stellungnahme von Swisstopower.

Wir fordern aber im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung des Energiesystems nicht nur Ziele für die erneuerbare Stromproduktion, sondern auch für den Anteil der erneuerbaren Wärme sowie der erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe. Der einseitige Fokus auf Strom lässt die zunehmende Verknüpfung der verschiedenen Sektoren (Strom, Wärme, Gas und Mobilität) sowie allfällige Substitutionseffekte ausser Acht. So führt etwa eine reine Elektrifizierungsstrategie bei der Mobilität oder im Wärmesektor zu einer substanziell höheren Stromnachfrage, vor allem im Winter.

Übergeordnetes Ziel soll die Versorgung der Schweiz mit erneuerbaren Energien und das vom Bundesrat formulierte «Netto-Null-Ziel» im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen sein.

3. Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen (Art. 26)

Wir unterstützen die Förderung der Neuanlagen grösser 1 MW und der Erneuerungen von Anlagen mit 0.3 bis 5 MW Leistung. Allerdings sollte aus unserer Sicht auch die Erneuerung von Anlagen grösser 5 MW vom Fördersystem profitieren können. Investitionsentscheide zur Erneuerung grosser Anlagen werden oftmals unter wirtschaftlich kritischen Rahmenbedingungen gefällt, und es droht, dass Anlagen nur noch bis zum technischen Lebensende betrieben werden, statt sie zu erneuern. Die Förderung der Erneuerung stellt sicher, dass Anlagenlaufzeit und Anlageneffizienz zur maximalen Produktion erneuerbarer Energie ausgenützt werden.

Auch wenn das Thema in der vorliegenden EnG-Revision nicht zur Diskussion steht, sind wir ausserdem der Meinung, dass zwingend ein flexibler Wasserzins eingeführt

werden muss, der sich an den Marktpreisen orientiert. Die Wasserkraft ist in der Schweiz nach wie vor das Rückgrat der erneuerbaren Stromproduktion und darf nicht durch ein starres Wasserzinsregime bedrängt werden.

4. Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen (Art. 27)

Gemäss Art. 24 und Art. 27 werden Biomasseanlagen nur gefördert, wenn sie Strom einspeisen. Für Biomasseanlagen, welche erneuerbares Gas einspeisen, sieht das EnG hingegen keine Mittel vor.

Nach unseren eigenen Energiesystem-Simulationen ist die Einspeisung von Biogas und anderen erneuerbaren Gasen ins Gasnetz der wirtschaftlich und ökologisch effizienteste Weg zur Dekarbonisierung der städtischen Energieversorgung. Erneuerbares Gas kann für die Verstromung in WKK-Anlagen, aber auch direkt in der Wärmeversorgung oder als Treibstoff zur Anwendung kommen. Gas hat ausserdem den grossen Vorteil, dass es saisonübergreifend gespeichert und in ein bereits bestehendes Transport- und Verteilnetz eingespeist werden kann. Wir fordern deshalb, dass die Produktion von Biogas und anderen erneuerbaren Gasen nicht nur im Zusammenhang mit der Stromproduktion, sondern auch als Brenn- oder Treibstoff gefördert wird.

5. Befristung des Fördermodells (Art. 38)

Das Finanzierungsmodell sollte nicht schon im Voraus befristet werden. Das Ziel muss sein, langfristige Planungs- und Rechtssicherheit für alle Technologien und für die Investoren zu schaffen. Sonst können die Ziele der Energiestrategie 2050 und der regionalen Energierichtpläne nicht erreicht werden.

6. Energiespeicher und Sektorkopplung

Damit die Ziele der Energiestrategie und der Klimapolitik erreicht werden können, braucht es nicht nur im Stromsektor Anstrengungen, sondern auch in den Sektoren Wärme, Gas und Mobilität. Die Sektorkopplung kann dabei eine Schlüsselrolle spielen. Neue Speichertechnologien, beispielsweise Power-to-Gas-Anlagen, können einen Beitrag dazu leisten, überschüssigen erneuerbaren Strom langfristig speicherbar zu machen und dabei mithelfen, auch die Wärmeversorgung und die Mobilität erneuerbarer zu machen.

Eine Elektrifizierungsstrategie für Wärme und Mobilität wird zu einer grossen Steigerung der Stromnachfrage vor allem im Winter führen. Aus diesem Grund muss das Energiegesetz auch die Bedeutung von Sektorkopplung und Speichertechnologien berücksichtigen. Konkret heisst das beispielsweise, dass auch innovative Speicherprojekte, welche zur Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems beitragen und/oder die Stromnachfrage im Winter verringern helfen, Investitionsbeiträge beantragen können. Weiter gilt es, die bestehende Ungleichbehandlung verschiedener Speichertechnologien bei den Netzentgelten zu beseitigen (StromVG).

7. Internationales Biogasregister

Im erläuternden Bericht wird erwähnt, dass derzeit Bestrebungen laufen, ein Herkunftsnachweissystem künftig auch für erneuerbare Brenn- und Treibstoffe zu implementieren. Ein solches System ist aus Sicht ewb (und kohärent zur Swisspower-Position) zwingend nötig und eine Voraussetzung dafür, dass erneuerbare Brenn- und Treibstoffe in grösseren Mengen importiert und von der CO₂-Abgabe befreit werden können.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme gerne zur Verfügung.

Energie Wasser Bern

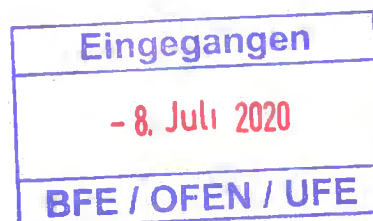


Dr. Walter Schaad
Experte Nachhaltigkeit



Daniel Schafer
CEO

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern



Sachbearbeiter/in: michael.roth@ekwstrom.ch

Zernez, 02.07.2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes Stellung nehmen zu können. Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr und senden Ihnen in der anberaumten Frist unsere wichtigsten Anliegen.

Seit 1954 beschäftigt sich die Engadiner Kraftwerke AG (EKW) mit dem Bau und Betrieb von Kraftwerken zur Nutzbarmachung der Wasserkräfte des Engadins und benachbarter Einzugsgebiete, namentlich der Gewässer Inn und Spöl. Mit einer Jahresproduktion von rund 1400 Millionen Kilowattstunden gehört EKW zu den grössten Stromproduzenten der Schweiz. Sie deckt damit drei Viertel des Bündner Stromverbrauchs ab. EKW wird als Partnerwerk geführt. Partnerwerke sind dadurch charakterisiert, dass die Aktionäre die gesamte Energieproduktion übernehmen und im Gegenzug die sich ergebenden Jahreskosten erstatten. Unsere Aktionäre sind: ALPIQ, AXPO, BKW, CKW, der Kanton Graubünden und die Konzessionsgemeinden. Mit rund 60 Mitarbeitenden ist EKW eine wichtige Arbeitgeberin im Engadin.

Entsprechend der Tätigkeit unseres Unternehmens, basiert unsere Stellungnahme auf derjenigen des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes.

Einschätzungen zur Revision

EKW hat die folgenden Einschätzungen und Positionen zur vorgeschlagenen Revision:

1. EKW begrüsst die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes längerfristig verlässlichere Rahmenbedingungen für den Zubau¹ der Stromproduktion aus Wasserkraft zu schaffen.

Insbesondere wertet EKW die Verlängerung von Unterstützungsmassnahmen zugunsten der Wasserkraft, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, die Förderbeiträge für die Projektierungskosten und die Möglichkeit des UVEK, Anlagen als prioritär einzustufen, als positiv.

Die Bestrebungen sind erkennbar, dass der Bundesrat der Förderung des Zubaus der Wasserkraft eine zunehmend höhere Bedeutung beimisst. Zeichen dieser Bestrebungen sind die zeitliche Verlängerung des Förderinstrumentes, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, und die Beitragsleistungen an die Projektierungskosten.

Ebenfalls positiv wertet EKW den Wegfall der Festsetzung des Investitionsbeitrages anhand der nicht-amortisierbaren Mehrkosten, wobei sich hier noch weisen muss, ob sich mit einer neuen Bewertungsgrundlage, die in der Energieförderungsverordnung (EnFV) durch den Bundesrat verabschiedet werden wird, materiell etwas verbessern wird. Denn die heutige Ausgestaltung zeigt, dass mit den vom BFE eingesetzten Preisprognosen und Annahmen zum Kapitalkostensatz Investitionen nicht getätigt werden, weil die Projekte aus Sicht der Investoren auch mit Investitionsbeiträgen weder wirtschaftlich noch konkurrenzfähig sein werden. Deshalb hat der Bundesrat bereits in der Botschaft zuhanden des Parlamentes die Grundzüge der neuen Bewertungsgrundlage aufzuzeigen.

Dank Art. 26 Abs. 7 wird das UVEK prioritäre Anlagen bezeichnen. EKW begrüsst diese Priorisierungsmöglichkeit, ist aber der Meinung, dass dies durch den Bundesrat und nicht durch das Departement zu erfolgen hat. Im Weiteren sollten die Kriterien für eine Priorisierung konkretisiert werden, denn die gemäss Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Mengenziele pro Jahr nach Art. 2 Abs. 2 sind im Hinblick auf die Versorgungssicherheit nicht sachgerecht. Vielmehr ist – wie in den Erläuterungen des Bundesrates erwähnt – der Beitrag an die Versorgung im Winter zu priorisieren.

Mit Einfügen von Art. 36 Abs. 2 wird zudem der Ausbau «flexibilisiert», das heisst gute Projekte können bei Vorliegen der Projektunterlagen unterstützt werden, indem Beiträge aus der Nachperiode zur Verfügung gestellt werden können, was EKW ebenfalls begrüsst.

¹ Begriffsdefinitionen gemäss BFE «Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse», Seite 112.

2. Die Vorlage adressiert die Versorgungssicherheit nur ungenügend. Folglich ist es unzulässig, die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 abzuschreiben.

Der Bundesrat hält in seinen Erläuterungen fest, dass «die Planungszeit von Wasserkraft- und Windenergieanlagen mehr als zehn Jahre dauern kann». Konkret heisst dies, dass komplexe Kraftwerkprojekte nach Inkrafttreten dieses Gesetzes unmittelbar angegangen werden müssen, um vor Auslaufen der Massnahme noch von einem Investitionsbeitrag profitieren zu können. Obschon also die Frist bis 2035 verlängert wird, kann aus Sicht Wasserkraft nur bedingt von langfristig stabilen und planbaren Förderbedingungen gesprochen werden.

Im Weiteren adressiert die Vorlage die Versorgungssicherheit nur ungenügend. So wird zum Beispiel kaum aufgezeigt, wie trotz erhöhter Investitionsbeiträge die Winterenergie, die durch den Ausstieg der Kernenergie wegfällt, ersetzt werden soll. Hier kann die Wasserkraft einen substanziellen Beitrag leisten, zum Beispiel durch Staumauererhöhungen für den Ausbau der saisonalen Speicherung² oder durch die Nutzung des Wasserkraftpotenzials durch neu gebildete Gletscherseen^{3 4}.

Ebenso fehlt die Festsetzung eines Ziels in Bezug auf die absolute oder relative Höhe der inländischen Stromproduktion im Verhältnis zum inländischen Stromverbrauch – sinnvollerweise definiert für die Knappheitsmonate im Winterhalbjahr – also der Festsetzung eines Eigenversorgungsgrades, wie dies die EICom in ihrem Grundlagenpapier zur Winterversorgung⁵ anregt.

Zudem erhöht der geforderte Zubau der erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik, die Long-Position im Sommer weiter und führt – wie in Deutschland vielfach zu beobachten ist – zu einem Preiszerfall, welcher die Rentabilität aller Technologien schwächt und damit den Trend zu geringeren nichtgeförderten Investitionen verstärkt.

Damit werden die Forderungen der Mo. 18.3000 «Der Bundesrat wird beauftragt, im Rahmen der Revision des StromVG Vorschläge zu unterbreiten, um Investitions- oder Reinvestitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen, insbesondere der Wasserkraft, zu schaffen.» und Mo. 19.3004 «Der Bundesrat wird beauftragt [...] eine Marktordnung zu unterbreiten, welche die langfristige Versorgungssicherheit durch eine angemessene Inlandproduktion gewährleistet» nicht abgedeckt. Folglich ist es unzulässig mit der vorliegenden Revision diese beiden Kommissionsmotionen abzuschreiben, wie dies der Bundesrat in seinen Erläuterungen festhält.

² Felix D. et al.: Ausbaupotenzial der bestehenden Speicherseen in der Schweiz. Wasser Energie Luft 1/2020.

³ Ehrbar D. et al.: Wasserkraftpotenzial in Gletscherrückzugsgebieten der Schweiz. Wasser Energie Luft 4/2019.

⁴ Schweizer S. et al.: Das Triftprojekt – ein Überblick zu Projekt, Ökologie und Partizipation. Wasser Energie Luft 4/2019.

⁵ EICom (2020): Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion – Einschätzung der EICom.

3. Es ist fraglich, ob Investitionsbeiträge in der jetzigen Ausgestaltung das richtige Instrument sind, um die Zubauziele zu erreichen. Optimistischere Annahmen des Bundesrates insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der Strompreise und beim Kapitalkostensatz führen dazu, dass sich kaum Investoren für Projekte finden lassen.

Die Einführung eines ausschreibungs-basierten Instrumentes würde sowohl dem Bund als auch den Investoren eine höhere Flexibilität geben und sollte deshalb im Rahmen der Erfüllung beider Motionen 18.3000 und 19.3004 geprüft werden.

In der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge legt der Bundesrat die Parameter zur Beurteilung der Gesuche fest. So bilden eine bundesinterne Prognose für die langfristige Entwicklung der Strompreise und der vom UVEK festgesetzte Kapitalkostensatz die wesentlichen Einflussfaktoren zur Bestimmung der Höhe der Investitionsbeiträge. Mit dieser starren Regelung wird das Ziel des optimalen Einsatzes von Fördergeldern nicht erreicht. Derzeit werden Projekte nicht realisiert, weil der Investor die Risiken höher einschätzt als der Bund. Für eine Verbesserung des Investitionsklimas wäre eine Anpassung der Parameter für die Strompreise und den Kapitalkostensatz notwendig. Grundsätzlich besteht mit der jetzigen Regelung aber auch die Gefahr einer Überförderung, sofern der Investor von optimistischeren Annahmen in Bezug auf die Rentabilität ausgeht als der Bund. In beiden Fällen führt diese Ineffizienz zu einer zusätzlichen Hürde für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie.

Effizienter könnten je nach Ausgestaltung ausschreibungs-basierte Instrumente sein, da sie Investoren in die Lage versetzen, eigene Annahmen in die Berechnung einfließen zu lassen. Dies hätte einerseits den positiven Effekt, dass Projekte, die eingereicht und einen Zuschlag durch den Bund erhielten, auch tatsächlich realisiert werden würden, da der Investor sein Risiko als genügend abgedeckt sieht. Andererseits wäre durch die Ausschreibung auch sichergestellt, dass die Investoren in einem Wettbewerbsverhältnis zueinanderstehen, was die Gefahr einer Überförderung verringert.

Als weiterer Vorteil ist zu nennen, dass der Bund in den Ausschreibungen sehr spezifische Vergabekriterien an das Produkt stellen könnte. So sind zum Beispiel der Beitrag an die Winterversorgung bzw. die Speichergrösse für die sichere Versorgung von zentraler Bedeutung. Im Weiteren könnte er den Wettbewerb zusätzlich fördern, in dem das Instrument technologieübergreifend angewendet wird.

Zu möglichen Ausgestaltungen zirkulieren innerhalb der Schweiz verschiedene Vorschläge und im Ausland, insbesondere in Nachbarländern, werden solche ausschreibungs-basierten Instrumente erfolgreich angewandt. Der Ausgestaltung kommt eine erhebliche Bedeutung zu, da sie letztlich über den Erfolg des Instrumentes, das heisst über Investitionen in den Zubau der Schweizer Wasserkraft, entscheidet. Die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 dienen als geeigneter Anknüpfungspunkt für die Überarbeitung des bestehenden Instrumentes.

Sollte der Gesetzgeber an der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge festhalten, dann müsste er aus Sicht von EKW den Bundesrat auffordern, die langfristige Preisprognose und den Kapitalkostensatz so anzusetzen, dass die Investitionsbereitschaft verbessert wird.

4. Um die Ziele der Energiestrategie zu erreichen, ist nicht der Zubau der Wasserkraft prioritär, sondern der Erhalt der bestehenden Wasserkraftproduktion. Dass erhebliche Erneuerungen für Anlagen grösser 5 MW neu explizit aus der Förderung ausgeschlossen werden, ist somit nicht sachgerecht.

Die Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftproduzenten ist nicht auszudehnen, sondern im Gegenteil zu lindern.

Im Jahr 2019 hat die Wasserkraft 40 556 GWh oder 56.4 % an die inländische Produktion beigetragen. Um auch weiterhin einen hohen Anteil Wasserkraft – gemäss Akademie der technischen Wissenschaften ist die Energiebilanz der Wasserkraft herausragend – sicherstellen zu können, sind jährlich rund CHF 500 Mio. an Investitionen in den Erhalt der bestehenden Wasserkraft notwendig⁶. In den letzten Jahren fielen die Investitionen aufgrund tiefer Marktpreise jedoch bedeutend geringer aus. Sinken die Marktpreise über mehrere Jahre auf ein tiefes Niveau, werden die Investitionen – bei gleichbleibend hoher Abgabenlast – auf ein sicherheitstechnisch vertretbares Minimum reduziert. In der Folge verschlechtert sich der Zustand der Anlagen, was einerseits negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat und andererseits zum Verfehlen der Ziele der Energiestrategie führt.

Es ist deshalb nicht sachgerecht und für EKW unverständlich, dass der Bundesrat die Förderung von erheblichen Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von über 5 MW explizit aus der Förderung ausschliesst, zumal die Leistungsgrenze willkürlich festgesetzt ist. Die Einführung dieser Grenze führt zu einer zusätzlichen Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftbetreibern. Zudem sind die angeführten Argumente in den Erläuterungen irreführend und stehen in direktem Widerspruch zu den im Bericht genannten Zielen. Vielmehr müsste der Bundesrat ein Interesse haben bzw. ist gemäss Motion 18.3000 verpflichtet, weitergehende Absicherungsinstrumente vorzustellen, die es einem Betreiber erlauben, auch in schlechten bzw. unsicheren Zeiten in seine bestehenden Anlagen zu investieren, also eine Art Marktpreisrisiko-Versicherung. Eine solche Versicherung könnte zum Beispiel vorsehen, dass bei länger anhaltend tiefen Marktpreisen der Investor einen Teil seiner getätigten Investitionen in Erneuerungen zurückerstattet bekommt.

Mit der vollständigen Marktöffnung wird die Wasserkraft vollumfänglich dem Markt ausgesetzt sein, was die finanziellen Risiken für die Betreiber weiter erhöht. Ohne finanzielle Absicherung wird dies zu einer zusätzlichen negativen Beeinträchtigung der Investitionsbereitschaft führen. Dazu ist zu bemerken, dass der ungeplante Ausfall eines grösseren Bestandskraftwerkes aufgrund aufgeschobener Erneuerungsinvestitionen nicht anderweitig kompensiert werden kann. Gleichzeitig bleiben als Folge der ausbleibenden Erneuerungsinvestition die Eingriffe in die Natur bestehen, wo ansonsten Verbesserungen erreicht würden.

Bis die vollständige Marktöffnung in Kraft tritt⁷, sind die ungleich langen Spiesse zwischen Betreibern die am Markt agieren und Betreibern mit gebundenen Endverbrauchern weiterhin zu lindern. Dazu ist die Marktprämie bis zur vollständigen Marktöffnung weiterzuführen. Dies bedingt, die aktuelle Befristung gemäss Art. 38 Abs. 2 EnG durch eine neue Übergangslösung zu ersetzen.

⁶ Piot M.: Ersatzinvestitionen in die Schweizer Wasserkraft, Wasser Energie Luft 2/2018.

⁷ Es sei darauf hingewiesen, dass dies bereits seit 2014 der Fall sein sollte.

5. Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind finanzielle Förderungen nicht ausreichend. Dazu braucht es ein wesentlich umfassenderes Konzept, das auch Hemmnisse im Umweltbereich sowie allgemein bei Auflagen adressiert und reduziert.

Alleine die Festsetzung von verbindlichen Zielen für die Wasserkraft und die Erhöhung der Förderbeiträge sind keine Garantie, dass mehr Projekte in Neubau, Erweiterungen und Erneuerungen realisiert werden.

In den letzten Jahrzehnten sind die ökologischen Anforderungen an die Wasserkraft stets gestiegen. Der SWV hat in einer Untersuchung aufgezeigt⁸, dass in Anwendung der heutigen Praxis die Umsetzung der Restwasserbestimmungen aus dem Gewässerschutzgesetz zu deutlich höheren Einbussen führen dürfte, als dies der Bund in seinen Grundlagen zum Wasserkraftpotenzial unterstellt. Bei der Festlegung der Ausbauziele und entsprechender Fördermodelle sollte daher den höheren Einbussen aus der Restwassersanierung unbedingt gebührend Rechnung getragen werden – ohne eine laufende Überprüfung werden sonst die Ziele der Energiestrategie 2050 gefährdet.

In der Praxis sind zudem die Hindernisse auf Grund des Landschafts- und Gewässerschutzes bei vielversprechenden Projekten weiterhin gross, trotz des neu eingeführten nationalen Interesses der erneuerbaren Energien, das eine Interessenabwägung ermöglichen sollte. Hier zweifelt EKW daran, dass die Bundesstellen, die die Nutzenseite vertreten, genügend Einfluss haben und nehmen, um ein Gegengewicht zur Schutzseite aufzubauen.

Beispielsweise entstehen beim aktuellen Rückzug der Gletscher neue Gletschervorfelder, die vom Bundesamt für Umwelt möglichst rasch inventarisiert und unter Schutz gestellt werden. Aufgrund der langen Planungszeiten für Speicher fallen Gletschervorfelder somit schneller unter den Schutzstatus als dass Projekte bewilligt werden können. Dies hat zur Folge, dass ideale Standorte für Speicher im Bereich von Gletschervorfeldern verunmöglicht werden. Deshalb hat der Bundesrat die Koordination für zukünftige erfolgsversprechende Speicherstandorte rasch an die Hand zu nehmen.

Das BFE zeigt in seinem Bericht von 2019 zum Potenzial der Wasserkraft auf, dass sich unter «heutigen Nutzungsbedingungen» ein Rückgang der Wasserkraft abzeichnet. Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind «optimierte Nutzungsbedingungen» notwendig. Hier hat der Bundesrat im Rahmen der Anpassung des Energiegesetzes bzw. gemäss Motion 19.3004 die Aufgabe aufzuzeigen, wie er diese Rahmenbedingungen sicherstellen will und wie eine gezielte Konkretisierung dieser «optimierten Nutzungsbedingungen» aussieht.

Insbesondere ist ein umfassendes Monitoring aufzubauen, das nicht nur die Produktion und die jährlich realisierten Projekte erwähnt, sondern auch aufzeigt, zu welchen Produktionseinbussen Vorgaben an die ökologischen Parameter und Auflagen führen.

⁸ Pfammatter R., N. Semadeni-Wicki: Energieeinbussen durch Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick. Wasser Energie Luft 4/2018.

6. Mit dem europaweiten Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie nimmt der Bedarf an kurz- und langfristiger Speicherung zu. Ein Ausschluss von Pumpspeicherprojekten ist in diesem Kontext nicht nachvollziehbar.

Die Förderung der Photovoltaik und Windenergie in ganz Europa im Allgemeinen aber auch in der Schweiz im Speziellen wird zu einem erhöhten Bedarf an kurz- und langfristigen Speichermöglichkeiten führen. Pumpspeicherkraftwerke eignen sich hervorragend für die Gewährleistung der Systemstabilität und der Integration der volatilen Erzeugungsformen. Zudem werden sie auch längerfristig zu den effizientesten Kurzfristspeichern zählen; dies vor allem auf Grund ihrer hohen Wirkungsgrade.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nachvollziehbar, warum die systemrelevanten Pumpspeicherkraftwerke weiterhin von jeglicher Förderung ausgeschlossen werden, umso mehr, weil diese Kraftwerke nicht nur einen nationalen, sondern auch einen internationalen Beitrag an die Gewährleistung der Systemstabilität leisten können und folglich auch von volkswirtschaftlichem Interesse für die Schweiz sind.

Im Weiteren ist festzuhalten, dass die Planung und Realisierung solcher Anlagen mit langen Vorlaufzeiten verbunden sind. Sollte sich im Verlaufe des nächsten Jahrzehnts ein grosser Bedarf abzeichnen – was gemäss Energieperspektiven 2050 der Fall ist – dann dürfte es für eine zeitgerechte Inbetriebnahme zu spät sein.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken.

Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme oder Hinweisen stehen wir natürlich gerne weiterhin zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Engadiner Kraftwerke AG



Michael Roth
Direktor



Oliver Dürig
Stv. Direktor

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
Erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Eingegangen

- 3. Juli 2020

BFE / OFEN / UFE

1. Juli 2020

Vernehmlassung Revision Energiegesetz (EnG)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen.

1 Allgemeine Beurteilung zur Gesetzesrevision

Eniwa begrüsst die Absicht des Bundesrates, Investitionsanreize für die Erreichung der ambitionierten Ziele der Energiestrategie 2050 zu schaffen und die Sicherheit sowie Unabhängigkeit der Schweizerischen Energieversorgung zu stärken.

Unglücklich sind wir mit dem Vorschlag, dass das revidierte Energiegesetz (EnG) ausschliesslich auf Ziele und Massnahmen der Stromversorgung abzielt. Mit Blick auf die Herausforderungen im Bereich Dekarbonisierung sind zwingend gesetzliche Vorgaben ausserhalb der Elektrizität, welche heute nur 25% der in der Schweiz verbrauchten Endenergie abdeckt, notwendig. Diese Vorgaben sollen sich sowohl an den überarbeiteten Energieperspektiven wie auch dem Netto-Null-CO₂-Ziel für 2050 orientieren. An dieser Stelle erwartet Eniwa entsprechende Anpassungen im Energiegesetz.

Zudem sind wir der Ansicht, dass die weiteren Entscheide bei der Behandlung der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) stark von den Grundsätzen des Energiegesetzes abhängen. Eine Verknüpfung der beiden Geschäfte würden wir daher sehr begrüssen.

2 Anträge für Anpassungen am Gesetzesvorentwurf

Im Folgenden sind unsere Anträge für Anpassungen am Vorentwurf (April 2020) aufgeführt und begründet.

2.1 Kapitel 1 / Zweck, Richtwerte und Grundsätze

Die Inhalte im Artikel 2 beziehen sich ausschliesslich auf Elektrizität. Das künftige Energiegesetz muss aber aus Sicht der künftigen Integration der unterschiedlichen Energiesysteme sämtliche Energieträger berücksichtigen. Eine isolierte Sicht nur auf Elektrizität ist mit Blick auf die Umsetzung der Energiestrategie 2050 nicht zielführend. Aus diesem Grund sollen verbindliche Ausbauziele auch für die Versorgung mit Wärme, Brenn- und Treibstoffen definiert werden.

Antrag

Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Ergänzung von verbindlichen Zielen und Richtwerten für den Anteil der erneuerbaren Energieträger für die Versorgung mit Gas und Wärme sowie für flüssige und gasförmige Brenn- und Treibstoffe.

2.2 Kapitel 2 / Energieversorgung

Der Import von erneuerbarem Gas ist aus Sicht einer integrierten, diversifizierten Energieversorgung dem Import von erneuerbarem Strom zwingend gleichzustellen.

Antrag

Art. 9 Herkunftsnachweis, Elektrizitätsbuchhaltung und Kennzeichnung

Abs. 4a (neu) Erneuerbares Gas kann mit Herkunftsnachweisen erfasst werden. Absatz 1 und 2 gelten sinngemäss. Mit Herkunftsnachweisen erfasstes erneuerbares Gas ist von der CO₂-Abgabe ausgenommen.

2.3 Kapitel 3 / Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch

Die notwendige Höhe der Investitionsbeiträge hängt auch von der Höhe der Abnahmevergütung ab. Diese Tarife sind aktuell regional unterschiedlich, was eine einheitliche Finanzierungspolitik erschwert. Aus diesem Grund unterstützen wir den Vorschlag vom VSE für die Schaffung einer zentralen Abnahme- und Vergütungsstelle für Rücklieferungen mit einer klaren saisonalen Abstufung Sommer/Winter. Der Bundesrat legt eine schweizweit einheitliche Abnahmevergütung fest, die sich an der mehrjährigen Strompreisentwicklung für Endkunden der Grundversorgung ausrichtet.

Antrag

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht

1 (neu) Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit (subsidiär) die ihr angebotene Elektrizität, Wärme, Brenn- und Treibstoffe aus erneuerbaren Energien abzunehmen und angemessen zu vergüten.

2 (neu) Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

3 (neu) Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenzmarktpreis (Art. 23).

4 (neu) Bei Photovoltaikanlagen kann die Abregelung der Energie entschädigungslos erfolgen, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt einen bestimmten Anteil der installierten Pannelleistung überschreitet (bspw. 70%). Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

2.4 Kapitel 4 / Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisevergütungssystem)

Der Vergütungssatz wird nur noch über Ausschreibungen anhand der Gestehungskosten festgelegt. In Ausnahmefällen, insbesondere in Fällen ungenügender Liquidität, soll der Bundesrat einzelne Vergütungssätze administrativ festsetzen können. Die Versorgungssicherheit im Winter wird künftig im Fokus der Energieversorgung stehen. Aus diesem Grund schlagen wir vor, den Vergütungssatz saisonal abzustufen.

Antrag

Art. 22 Vergütungssatz

Abs. 1 Die Gestehungskosten der Referenzanlagen sollen als Limit bei Ausschreibungen festgelegt werden. Diese Festsetzung kann in Ausnahmefällen vom Bundesrat erfolgen.

Abs. 2 Der Vergütungssatz ist saisonal abzustufen.

2.5 Kapitel 5 / Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieranlagen

Der Vorschlag, dass nur Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität gefördert werden, ist aus unserer Sicht der falsche Ansatz und wird abgelehnt. Wir unterstützen die Förderung für die Produktion von Biogas sowie von erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen. Diese Massnahme liefert einen wichtigen Beitrag für die Ökologisierung des Gases und der flüssigen Brennstoffe bzw. zur Dekarbonisierung der Wärmeverversorgung. Aus diesem Grund befürworten wir eine Förderung für Biomassanlagen, welche erneuerbares Gas ins Netz einspeisen. Die Ausschüttung von Investitionsbeiträgen für den Zubau von Anlagen zur Produktion von Gas und Wärme, flüssigen und gasförmigen Brenn- und Treibstoffen aus erneuerbaren Energien sollen aus einem neu geschaffenen Fonds oder dem CO₂-Fonds erfolgen.

Des Weiteren sind wir der Ansicht, dass der Bedeutung der Grosswasserkraft für die Schweizer Stromversorgung zu wenig Bedeutung beigemessen wird. Dass bspw. Erneuerungen von Wasserkraftanlagen grösser 5 MW keine Investitionsbeiträge mehr erhalten sollen, sehen wir als höchst problematisch im Sinne der Erreichung der Ausbauziele gemäss Art. 2 an. Die Aufrechterhaltung der Wasserkraft als Eckpfeiler der Schweizer Stromversorgung kann nur durch den gezielten Ausbau und die Effizienzsteigerung bei bestehenden Anlagen erreicht werden. Aus diesem Grund werden einige Anpassungen im Artikel 26 vorgeschlagen.

Für eine gezielte Förderung von Winterstrom schlagen wir ausserdem Investitionsbeiträge von stromgeführten WKK-Anlagen vor. Damit die Winterstromproduktion mit WKK möglichst vollständig mit erneuerbarem Treibstoff erfolgen kann, ist eine Förderung von saisonalen Speichern erforderlich. Dabei ist aber zwingend zu beachten, dass eine solche Förderung technologieneutral erfolgt und dass die Speicher bezüglich Netzgebühren nicht diskriminierend behandelt werden (→ Thema für die Revision StromVG).

Antrag

Art. 24 Grundsatz

Der Artikel muss insofern ergänzt werden, dass auch die Produktion von Gas und Wärme, flüssigen und gasförmigen Brenn- und Treibstoffen aus erneuerbaren Energien gefördert wird.

Des Weiteren muss ergänzt werden, dass der Investitionsbeitrag gemessen am Beitrag zur Winterproduktion abzustufen ist. Für den Sommeranteil wird kein Investitionsbeitrag entrichtet.

Ausgenommen bei Investitionsbeiträgen sind Anlagen, die am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien (Art. 19) teilnehmen können (gemäss Vorschlag vom VSE).

Art. 25 Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen

Abs.3 Für Anlagen, wo kein Eigenbrauch möglich ist, beträgt die Einmalvergütung 30 Prozent.

Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung

Für neue Photovoltaikanlagen ab einer Leistung von 1 MW kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird.

Art. 26	Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen
Art. 1c	Streichung von «und höchstens 5 MW»
Dass Erneuerungen von Wasserkraftanlagen grösser 5 MW keine Investitionsbeiträge mehr erhalten sollen ist höchst problematisch. Es besteht die Gefahr, dass auf die Erneuerungen von grösseren Wasserkraftanlagen verzichtet wird, wenn es dafür keine Investitionsbeiträge mehr gibt.	
Art. 7	Streichung
Art. 27	Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen
Der Artikel soll gestrichen werden. Unter den gegebenen Voraussetzungen soll die Verstromung von Biogas gefördert werden. Dies ist aus unserer Sicht der falsche Anreiz (vor allem nicht im Sommer). Vollständige Energienutzung soll im Vordergrund stehen, nicht nur Verstromung ohne Wärmenutzung.	
Wir unterstützen die Förderung für die Produktion von Biogas und erneuerbaren synthetischen Gasen. Diese Massnahme liefert einen wichtigen Beitrag für die Ökologisierung des Gases.	
Art. 27a	Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen
Der Investitionsbeitrag soll maximal 30% betragen (anstelle 60%). Die Technologie ist ausgereift, daher sind keine grossen Förderungen notwendig. Zudem sind Mitnahmeeffekte auf Kosten anderer Technologien zu vermeiden.	
Art. 27b	Investitionsbeiträge für Geothermieranlagen
Der Investitionsbeitrag soll maximal 30% betragen (anstelle 60%). Die Technologie ist ausgereift, daher sind keine grossen Förderungen notwendig. Zudem sind Mitnahmeeffekte auf Kosten anderer Technologien zu vermeiden.	
Art. 27c	Investitionsbeiträge für WKK-Anlagen (NEU)
Abs.1	Alle WKK-Anlagen, welche im Winter betrieben werden, erhalten einen Investitionsbeitrag. Dieser beträgt max. 60% bei 100%-Anteil erneuerbare Energie als Treibstoff.

2.6 Kapitel 7 / Netzzuschlag

Auf Grund ihrer Systemrelevanz für die Schweizer Stromversorgung - aus Sicht der Bereitstellung von Bandenergie wie auch zur Deckung der Spitzenlast - soll der Investitionsbeitrag für die Wasserkraft erhöht werden.

Antrag	
Art. 36	Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste
Abs. 1	Der Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für Investitionsbeiträge bei Wasserkraftanlagen mit
lit. b	einer Leistung von mehr als 10 MW soll auf 0,5 Rappen/kWh angehoben werden.

2.7 Kapitel 8 / Sparsame und effiziente Energienutzung

Der Begriff «Energieverbrauch» soll im Gesetz konkretisiert werden.

Antrag

Art. 44 Serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge und Geräte

Art. 1 Beim Energieverbrauch muss die gesamte Wertschöpfungskette (Herstellung aller Bauteile, Abs. a Lebensdauer und Entsorgung aller Bauteile) berücksichtigt werden. Zur Verständlichkeit für den Konsumenten, in drei Phasen (Herstellung, Betrieb/Lebensdauer und Entsorgung) sowie als Total mit einer durchschnittlichen Lebensdauer.

2.8 Kapitel 11 / Untersuchung der Wirkungen und Datenbearbeitung

Falls die Datenbereitstellung für das Monitoring in Richtung BFE im Gesetz weiterhin gefordert wird, sollen die gesammelten Daten auch publiziert werden. Der Nutzen der aufwendigen Datensammlung wird ansonsten in Frage gestellt.

Antrag

Art. 55 Monitoring

Die Ziffer 2 aus Art. 55 soll beibehalten werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für ergänzende Ausführungen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Eniwa AG



Dr. Hans-Kaspar Scherrer
CEO



Thomas Conrad
Regulierungsmanagement

Beilage
Synopsis Revision Energiegesetz (EnG)

Revision Energiesgesetz (EnG) – Rückmeldung Eniwa

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag Eniwa	Bemerkung
1. Kapitel: Zweck, Richtwerte und Grundsätze Art. 2 Richtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien 1 Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4400 GWh und im Jahr 2035 bei mindestens 11 400 GWh liegt. 2 Bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37 400 GWh liegt. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Richtwerten enthalten. 3 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenrichtwerte festlegen.	Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien 1 Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 11 400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 24 200 GWh zu betragen. 2 Die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft hat im Jahr 2035 mindestens 37 400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 38 600 GWh zu betragen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Werten enthalten. 3 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenziele festlegen.		Antrag Die Inhalte im Art. 2 beziehen sich ausschliesslich auf Elektrizität. Das künftige Energiesgesetz soll aus unserer Sicht aber sämtliche Energieträger berücksichtigen (→ Fokus Sektorkopplung). Eine isolierte Sicht nur auf Elektrizität ist nicht zielführend. Aus diesem Grund sollen verbindliche Ausbauziele auch für die Versorgung mit Wärme, flüssige und gasförmige Brenn- und Treibstoffen definiert werden.
3. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch			

Revision EnG

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht

- 1 Netzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten:
- die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen;
 - das ihnen angebotene Biogas.
- 2 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, wenn diese aus Anlagen stammt mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh.
- 3 Können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einigen, so gilt für diese Folgendes:
- Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität.
 - Für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen richtet sie sich nach dem Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung.
 - Bei Biogas orientiert sie sich am Preis, den der Netzbetreiber für den Kauf bei einem Dritten zu bezahlen hätte.
- 4 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten eine Einmalvergütung (Art. 25) oder einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.

Art. 15 Abs. 4

- 4 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.

Antrag

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht

- 1 (neu) Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene (subsidiär) Elektrizität, Wärme, Brenn- und Treibstoffe aus erneuerbaren Energien abzunehmen und angemessen zu vergüten.
- 2 (neu) Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität, gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.
- 3 (neu) Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenzmarktpreis (Art. 23).
- 4 (neu) Bei Photovoltaikanlagen kann die Abregelung der Energie entschädigungslos erfolgen, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt einen bestimmten Anteil der installierten Pannelleistung überschreitet (bspw. 70%). Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
Art. 22 Vergütungssatz			
1 Der Vergütungssatz orientiert sich an den bei der Inbetriebnahme einer Anlage massgeblichen Gestehungskosten von Referenzanlagen. Die Referenzanlagen entsprechen der jeweils effizientesten Technologie; diese muss langfristig wirtschaftlich sein.			Vorschlag für Ergänzung Art.1: Die Gestehungskosten der Referenzanlagen sollen als Cap bei Ausschreibungen festgelegt werden. Diese Festsetzung kann in Ausnahmefällen vom Bundesrat erfolgen. Vorschlag für Anpassung Art.2: Der Vergütungssatz ist saisonal abzustufen.
2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich.			
3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere über: a. die Vergütungssätze je Erzeugungstechnologie, Kategorie und Leistungsklasse; b. ein allfälliges einzelfallweises Festlegen des Vergütungssatzes durch das Bundesamt für Energie (BFE) für Anlagen, die nicht sinnvoll einer Referenzanlage zugewiesen werden können; c. eine periodische Überprüfung der Vergütungssätze, unter anderem anhand der jeweiligen Kapitalkosten; d. die Anpassung der Vergütungssätze; e. Ausnahmen vom Grundsatz nach Absatz 2, insbesondere über die Anpassung der Vergütungssätze für bereits am Einspeisevergütungssystem teilnehmende Anlagen, wenn bei der jeweiligen Referenzanlage übermässige Gewinne oder			

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
übermässige Verluste erzielt werden.			
5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen	Gliederungstitel vor Art. 24 5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieranlagen		
Art. 24 Allgemeine Voraussetzungen und Zahlungsmodalitäten 1 Die Betreiber der folgenden Anlagen können, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen: a. Photovoltaikanlagen: für neue Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen; der Bundesrat kann eine höhere Leistungsgrenze festlegen; b. Wasserkraftanlagen, ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke: 1. für Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, 2. für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW; c. Biomasseanlagen: für neue Kehrichtverbrennungs- und neue Klärgasanlagen sowie für neue Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen. 2 Die Ausnahmen für Wasserkraftanlagen nach Artikel 19 Absatz 5 gelten auch im Rahmen dieses Kapitels.	Art. 24 Grundsatz Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.	Antrag Der Vorschlag, dass nur Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität gefördert werden, ist aus unserer Sicht der falsche Ansatz und wird abgelehnt. • Der Artikel muss insofern ergänzt werden, dass auch die Produktion von Gas und Wärme, flüssigen und gasförmigen Brenn- und Treibstoffen aus erneuerbaren Energien gefördert wird. • Des Weiteren muss ergänzt werden, dass der Investitionsbeitrag gemessen am Beitrag zur Winterproduktion abzustufen ist. Für den Sommeranteil wird kein Investitionsbeitrag entrichtet. • Weitere Ergänzung: Ausgenommen bei Investitionsbeiträgen sind die Anlagen, die am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktpremien (Art. 19) teilnehmen können (gemäss Vorschlag vom VSE). • Die Ausschüttung von Investitionsbeiträgen für den Zubau von Anlagen zur Produktion von Gas und Wärme, flüssigen und gasförmigen Brenn- und Treibstoffen aus erneuerbaren Energien sollen aus einem neu geschaffenen Fonds oder dem CO₂-Fonds erfolgen.	

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
3 Die Betreiber können nur einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen, wenn die neue Anlage oder die erheblich erweiterte oder erneuerte Anlage nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden ist. 4 Die Betreiber von Photovoltaikanlagen erhalten den Investitionsbeitrag als einmalige Zahlung (Einmalvergütung). Für die Betreiber von Wasserkraft- und Biomasseanlagen kann der Bundesrat eine gestaffelte Auszahlung vorsehen.			
Art. 25 Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen 1 Die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe a beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen. 2 Der Bundesrat legt die Ansätze fest; er kann Kategorien bilden.	Art. 25 Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen 1 Für neue und erheblich erweiterte Photovoltaikanlagen kann ein Investitionsbeitrag (Einmalvergütung) in Anspruch genommen werden. 2 Die Einmalvergütung beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen. 3 Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, kann die Einmalvergütung in Abweichung von Absatz 2 bis zu 60 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen betragen.		Vorschlag Art.25 Abs.3 Für reine Einspeiser sollen höhere Beiträge entrichtet werden. Allerdings nicht 60 Prozent. Bei dieser Höhe werden die meisten auf Eigenverbrauch verzichten, da dies wesentlich einfacher, planbarer und in vielen Fällen auch wirtschaftlicher ist. → Für Anlagen, wo kein Eigenbrauch möglich ist, beträgt die Einmalvergütung 30 Prozent. <u>Hinweis</u> Es soll kein Anreiz entstehen auf Eigenverbrauch zu verzichten, da dies höhere Kosten im Verteilnetz zur Folge hat. Zudem wird die Umsetzung diess Artikels zu einer massivem PV-Förderung führen -> Widerspruch zur Förderung von Anreizen für die Winterproduktion.

	Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung 1 Für neue Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird.		Vorschlag Für neue Photovoltaikanlagen ab einer Leistung von 1 MW kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird.
Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen 1 Der Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe b wird im Einzelfall bestimmt. Er beträgt für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, für	Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen 1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für: a. neue Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mindestens 1 MW; b. erhebliche Erweiterungen von Anlagen, die nach der Erweiterung eine		

Revision EnG

- Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW höchstens 40 Prozent.
- 2 Der Bundesrat legt die Bemessungskriterien und Ansätze fest. Er kann für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen unterhalb einer bestimmten Schwelle Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip festlegen.
- Leistung von mindestens 300 kW aufweisen; und
- c. erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW und höchstens 5 MW.
- 2 Kein Anspruch auf Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage.
- 3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.
- 4 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2 erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.
- 5 Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.
- 6 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss Absatz 1 ausnehmen, sofern sie:
- a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und

Antrag: Streichen von «und höchstens 5 MW»!

Antrag

Art. 1 Abs. c: Streichung von «und höchstens 5 MW.»

Begründung:

Dass Erneuerungen von Wasserkraftanlagen grösser 5 MW keine Investitionsbeiträge mehr erhalten sollen ist höchst problematisch! Dadurch können ev. die Ausbauziele gemäss Art. 2 nicht erreicht werden. Zudem ist nicht sicher, ob ein «Optimierungsprojekt» die Schwelle einer erheblichen Erweiterung (z.B. Produktionssteigerung von mind. 20%) erreicht. Wenn es dann für die Erneuerung gar nichts gibt, gehen diese Anlagen leer aus!

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
	b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind. 7 Das UVEK bezeichnet Anlagen, die aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Ziele nach Artikel 2 Absatz 2 bei der Gewährung des Beitrags nach Absatz 1 Buchstaben a und b prioritär behandelt werden.	BW: Antrag: Abs. 7 streichen	Antrag Art. 7 Streichung
Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1 Der Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe c wird im Einzelfall bestimmt. Er beträgt höchstens 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.	Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1 Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. 2 Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.		Antrag Art. 27 Streichung Begründung: Unter den gegebenen gesetzlichen Voraussetzungen soll die Verstromung von Biogas gefördert werden. Dies ist aus unserer Sicht der falsche Anreiz (vor allem nicht im Sommer). Wir unterstützen die Förderung für die Produktion von Biogas. Diese Massnahme liefert einen wichtigen Beitrag für die Ökologisierung des Gases.
2 Der Bundesrat legt die Bemessungskriterien und Ansätze fest. Er kann für Investitionen in Klärgasanlagen unterhalb einer bestimmten Schwelle Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip festlegen.	3 Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für: a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen; c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.		

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

- 1 Für neue Windenergieanlagen in einer nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung (Windpark) kann, wenn der Windpark eine Leistung von mindestens 10 MW aufweist, ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.
- 2 Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.
- 3 Für Windmessungen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Windmessungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.
- 4 Für einzelne Windenergieanlagen kann abweichend von Absatz 1 ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden, wenn der Standortkanton den Bau von einzelnen Windenergieanlagen vorsieht.

Antrag

Art. 27a Abs. 2

Der Investitionsbeitrag soll 30% betragen. Die Technologie sind ausgereift, daher sind keine grossen Förderungen notwendig. Zudem sind Mitnahmeeffekte auf Kosten anderer Technologien zu vermeiden.

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
	Art. 27b Investitionsbeiträge für Geothermieranlagen 1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für: a. die Prospektion von geothermischen Ressourcen; b. die Erschliessung von geothermischen Ressourcen; c. neue Geothermieranlagen. 2 Jeder Beitrag beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3 Für die Projektierung von neuen Geothermieranlagen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 Buchstabe c abgezogen.		Antrag Art. 27b Abs. 2 Der Investitionsbeitrag soll 30% betragen. Die Technologie ist ausgereift, daher sind keine grossen Förderungen notwendig. Zudem sind Mitnahmeeffekte auf Kosten anderer Technologien zu vermeiden.

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
7. Kapitel: Netzzuschlag Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste 1 Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten: a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die: - wettbewerblichen Ausschreibungen, - Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien, - Entschädigung nach Artikel 34; b. ein über die letzten fünf Jahre gemittelter Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW; c. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Marktprämie für	Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste 1 Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten: a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die: - wettbewerblichen Ausschreibungen, - Geothermie-Investitionsbeiträge und -Garantien, - Entschädigung nach Artikel 34; b. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 Absatz 1 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW.		Antrag Art. 36 Abs. 1 lit. b: der Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für Investitionsbeiträge bei Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW soll auf 0,5 Rappen/kWh angehoben werden.

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen. 2 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für die Betreiber von Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (Photovoltaik-Kontingent). Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung bei der Photovoltaik einerseits und bei den übrigen Technologien andererseits Rechnung. Es berücksichtigt überdies die Belastung der Elektrizitätsnetze sowie die Speichermöglichkeiten. 3 Es kann auch für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung, für die Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen an Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW und für die Investitionsbeiträge für sämtliche Biomasseanlagen die zur Verfügung stehenden Mittel festlegen (Kontingente), wenn dies nötig ist, um ein Missverhältnis zwischen diesen Kosten und denjenigen für das Einspeisevergütungssystem zu vermeiden. 4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für das Einspeisevergütungssystem, für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27 Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.	2 Für Wasserkraftanlagen nach Artikel 26 Absatz 7 können die Mittel nach Absatz 1 Buchstabe b, die für die gesamte Dauer der Fördermassnahme zur Verfügung stehen werden, jederzeit verwendet werden. 3 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Photovoltaik-Kontingent). Es kann auch für die übrigen Technologien Kontingente festlegen. Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung Rechnung. 4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.		

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
2. Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27, 3. wettbewerbliche Ausschreibungen nach Artikel 32, 4. Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien nach Artikel 33. 2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.	2. Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26–27b, 4. Geothermie-Garantien nach Artikel 33.		
8. Kapitel: Sparsame und effiziente Energienutzung			
Art. 44 Serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge und Geräte 1 Zur Reduktion des Energieverbrauchs erlässt der Bundesrat für serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge, Geräte und für deren serienmässig hergestellte Bestandteile Vorschriften über: a. einheitliche und vergleichbare Angaben des spezifischen Energieverbrauchs, der Energieeffizienz sowie der energieverbrauchsrelevanten Eigenschaften; b. das energietechnische Prüfverfahren; c. die Anforderungen an das Inverkehrbringen, bei Elektrogeräten einschliesslich des Standby-Verbrauchs.	Art. 44 Abs. 1 1 Zur Reduktion des Energieverbrauchs erlässt der Bundesrat für serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge, Geräte und für deren serienmässig hergestellte Bestandteile, die in der Schweiz in Verkehr gebracht werden, Vorschriften über: a. einheitliche und vergleichbare Angaben des spezifischen Energieverbrauchs, der Energieeffizienz, der Emissionen sowie der im Gebrauch und über den ganzen Lebenszyklus betrachteten energieverbrauchsrelevanten Eigenschaften; b. das energietechnische Prüfverfahren; c. die Anforderungen an das Inverkehrbringen; d. Angaben zu finanz-, verbrauchs- und emissionsrelevanten Einspa-	Antrag Art. 1 Abs. a Konkretisierung des Begriffs Energieverbrauch Beim Energieverbrauch muss die gesamte Wertschöpfungskette (Herstellung aller Bauteile, Lebensdauer und Entsorgung aller Bauteile) berücksichtigt werden. Zur Verständlichkeit für den Konsumenten, in drei Phasen (Herstellung, Betrieb/Lebensdauer und Entsorgung) sowie als Total mit einer durchschnittlichen Lebensdauer.	

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
2 Statt Vorschriften über die Anforderungen an das Inverkehrbringen zu erlassen, kann der Bundesrat marktwirtschaftliche Instrumente einführen. 3 Sofern für bestimmte Produkte keine Vorschriften gemäss Absatz 1 bestehen, kann das BFE mit Herstellern und Importeuren entsprechende Vereinbarungen treffen. 4 Der Bundesrat und das BFE orientieren sich an der Wirtschaftlichkeit und an den besten verfügbaren Technologien und berücksichtigen internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen. Die Anforderungen an das Inverkehrbringen und die Ziele marktwirtschaftlicher Instrumente sind dem Stand der Technik und den internationalen Entwicklungen anzupassen. 5 Der Bundesrat kann die Vorschriften über die Anforderungen an das Inverkehrbringen auch für den Eigengebrauch anwendbar erklären. 6 Werden serienmässig hergestellte Anlagen, Geräte oder deren serienmässig hergestellte Bestandteile von einer harmonisierten Norm nach dem Bauproduktengesetz vom 21. März 2014 (BauPG) erfasst oder ist für diese eine Europäische Technische Bewertung nach dem BauPG ausgestellt worden, so treten an die Stelle der Absätze 1–5 die Vorschriften über die	rungen oder Mehraufwendungen gegenüber anderen Anlagen, Fahrzeugen, Geräten und deren serienmässig hergestellten Bestandteilen.		

Geltendes Recht	Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Bemerkung
Verwendung, Inbetriebnahme, Anwendung oder Installation.			
11. Kapitel: Untersuchung der Wirkungen und Datenbearbeitung			
Art. 55 Monitoring 1 Das BFE untersucht regelmässig, wie weit die Massnahmen dieses Gesetzes zur Erreichung der Richtwerte nach den Artikeln 2 und 3 beigetragen haben, und erstellt in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft und weiteren Bundesstellen ein detailliertes Monitoring. 2 Die Ergebnisse der Untersuchungen sind zu veröffentlichen. 3 Der Bundesrat beurteilt alle fünf Jahre die Auswirkungen und die Wirksamkeit der Massnahmen nach diesem Gesetz und erstattet der Bundesversammlung Bericht über die Ergebnisse sowie über den Stand der Erreichung der Richtwerte nach den Artikeln 2 und 3. Zeichnet sich ab, dass die Richtwerte nicht erreicht werden können, so beantragt er gleichzeitig die zusätzlich notwendigen Massnahmen.	Art. 55 Abs. 1 und 3 1 Das BFE untersucht regelmässig, wie weit die Massnahmen dieses Gesetzes zur Erreichung der Ziele nach Artikel 2 und der Richtwerte nach Artikel 3 beigetragen haben, und erstellt in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft und weiteren Bundesstellen ein detailliertes Monitoring. 3 Der Bundesrat beurteilt alle fünf Jahre die Auswirkungen und die Wirksamkeit der Massnahmen nach diesem Gesetz und erstattet der Bundesversammlung Bericht über die Ergebnisse sowie über den Stand der Erreichung der Ziele nach Artikel 2 und der Richtwerte nach Artikel 3. Zeichnet sich ab, dass diese Werte nicht erreicht werden können, so beantragt er die zusätzlich notwendigen Massnahmen.		Antrag Die Ziffer 2 aus Art. 55 soll beibehalten werden.



A-Post

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Datum 6. Mai 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023), Vernehmlassung: Stellungnahme Elektrizitätswerk Altdorf AG

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zum Entwurf des revidierten Energiegesetzes (E-EnG) und zu den für die Zeit ab 2023 vorgesehenen Fördermassnahmen Stellung nehmen zu können. Gleichzeitig nehmen wir auch die Gelegenheit wahr, uns im Folgenden zu einzelnen, die Wirtschaftlichkeit der inländischen Stromproduktion betreffenden Eckpunkten der Revision des StromVG zu äussern.

Allgemeine Bemerkungen

EWA ist Uris führender Energiedienstleister in den Bereichen Stromproduktion, Stromverteilung, Energiewirtschaft, Kraftwerksdienstleistungen, Elektro-Gebäudetechnik, IT und Telekommunikation. Die Isenthaler Konzession beauftragt EWA, den Kanton Uri ausreichend und sicher mit Strom zu versorgen. Mit 333 Mitarbeitenden – darunter 69 Lernenden – ist EWA einer der grössten Arbeitgeber und Ausbildungsbetriebe in Uri und damit wichtig für die Volkswirtschaft des Kantons. Zur EWA Gruppe gehören die Töchter ComDataNet AG, Kraftwerk Schächental AG, Kraftwerk Bristen AG, Kraftwerk Gurtellen AG, Kraftwerk Schächen AG, Kraftwerk Palanggenbach AG, Kraftwerk Erstfeldertal AG und Kraftwerk Seedorf AG. Mit insgesamt 15 Kraftwerken und einer Jahresproduktion von über 310 GWh ist EWA die grösste Urner Produzentin von Strom aus Wasserkraft im Kanton Uri. Vom vorliegenden Entwurf sind wir entsprechend in besonderem Mass betroffen und EWA begrüsst die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes langfristig verlässliche Rahmenbedingungen für den Zubau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz zu schaffen. Die gegenwärtigen Rahmenbedingungen werden

Innovation und Qualität seit 125 Jahren.

nicht ausreichend Anreize für den Bau zusätzlicher Produktionskapazitäten im Inland setzen. Vielmehr fliessen Investitionen heute in jene Länder, wo die Politik bereits ein förderliches Investitionsklima geschaffen hat. Zur Stärkung der künftigen Versorgungssicherheit sollte die Schweiz einen vergleichbaren regulatorischen Rahmen schaffen.

Investitionen insbesondere in Grossanlagen in der Schweiz scheitern heute hauptsächlich daran, dass die zu erwartenden **Markterlöse mit hohen Unsicherheiten** verbunden sind. Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass auf dem Grosshandelsmarkt auch länger andauernde Tiefpreisphasen vorkommen können. Der geförderte Zubau von Kraftwerken mit tiefen variablen Kosten (insb. PV und Wind) in vielen Ländern Zentral- und Westeuropas wird das zukünftige Risiko sinkender Grosshandelspreise massgeblich erhöhen. Dargebotsabhängige, nicht-steuerbare erneuerbare Technologien sind zusätzlich von einem Kannibalisierungseffekt betroffen: Die gleichzeitige Einspeisung führt zu einem Preiszerfall in den Stunden, in denen sie produzieren können. Investitionen in neue Kraftwerke, welche auf mehrere Jahrzehnte hinaus getätigt werden, unterliegen also einem grossen **Marktpreisrisiko**. Diesem Umstand müssen die neuen Fördermassnahmen Rechnung tragen.

Investitionsbeiträge können zwar, wenn sie genügend hoch sind, den gewünschten Zubau herbeiführen. Da die Investoren dabei aber das volle Marktpreisrisiko tragen müssen, sind sie gezwungen, entsprechende Risikoprämien in ihre Kalkulationen aufzunehmen. Dies senkt die Fördereffizienz und führt zu einem höheren Bedarf an Fördermitteln.¹ Die im erläuternden Bericht auf S. 13 angeführten Beispiele, welche den Investitionsbeiträgen eine besonders hohe Fördereffizienz attestieren, sind unseres Erachtens irreführend.²

Ausschreibungsbasierte gleitende Marktpremien für Grossanlagen

Vorzuziehen ist deshalb für **Grossanlagen aller Technologien** ein Finanzierungsregime, in welchem sich Investoren und Endverbraucher (mittels Netzzuschlag) das Marktpreisrisiko aufteilen. Dabei sollen alle Anreize erhalten werden, dass die Anlagen kurzfristig optimal am Markt eingesetzt werden. Die Kombination aus **Direktvermarktung und gleitender Marktpremie** (auch als Einspeiseprämie bezeichnet), wie sie das bestehende Einspeisevergütungssystem kennt, leistet genau dies.

Das System ist allerdings so anzupassen, dass die massgeblichen **Vergütungssätze** nicht mehr administrativ basierend auf einer Schätzung der Gestehungskosten, sondern **grundsätzlich über wettbewerbliche Ausschreibungen festgelegt** werden, und zwar für alle Technologien. Der Wettbewerb verhindert eine Überförderung und führt dazu, dass die Investoren einen Teil des Marktpreisrisikos auf sich

¹ Exemplarisches Rechenbeispiel (PV-Anlage): Investitionskosten: 1000 CHF/kW, Investitionshorizont: 20 Jahre, Marktpreis Base-load: gleichbleibend 5 Rp./kWh, Marktwertfaktor: 0.9, Volllaststunden: 950. Kalkulationszinssatz mit Risikozuschlag: 7 %. Damit ein Investor bei diesen Voraussetzungen in eine Solaranlage investiert, ist ein Investitionsbeitrag von 547 CHF/kW nötig. Nimmt man an, dass der Investor aufgrund der Marktrisikoteilung einer gleitenden Marktpremie den Risikozuschlag um 2 Prozentpunkte senkt, reduziert sich der Förderbedarf um 80 CHF /kW auf 467 CHF/kW. Die Förderkosten einer gleitenden Marktpremie fallen also rund 15 % tiefer aus, als bei einem Investitionsbeitrag.

² Im ersten Beispiel (30-kW-PV-Anlage) werden administrativ festgelegte Fördersätze zweier Länder verglichen, die auf unterschiedlichen Grundlagen und Annahmen festgesetzt wurden. Ausserdem muss die Anlage in Deutschland ohne die in der Schweiz möglichen Kostenminderungen durch den Eigenverbrauch auskommen. Beim zweiten Beispiel (1-MW-Anlage) wird ein erwartetes Auktionsergebnis mit einer historisch administrativ festgelegten Einspeisevergütung verglichen. Beide Beispiele lassen keine Aussage über die Fördereffizienz zu.

nehmen, um den Zuschlag zu erhalten.³ Auch werden durch die Ausschreibung zunächst die effizientesten Anlagen realisiert, es entsteht keine Warteliste und der administrative Aufwand wird insgesamt wesentlich kleiner. Im Gegensatz zum bestehenden Einspeisevergütungssystem führt dieses wettbewerbliche Element zu einem marktlichen Finanzierungsinstrument, wie dies der geltende Artikel 30 Absatz 5 EnG für die Unterstützung der Grosswasserkraft fordert.

Ein System mit ausschreibungsbasierten gleitenden Marktprämien wird unter anderem **in Frankreich und Deutschland erfolgreich angewandt**. Demgegenüber gibt es zu Ausschreibungen von Investitionsbeiträgen, wie sie der Bundesrat vorschlägt, unseres Wissens kaum internationale Erfahrungen.

Ausschreibungsbasierte gleitende Marktprämien weisen gegenüber Investitionsbeiträgen zusätzlich folgende Vorteile auf:

- Massgeblich für die Höhe der Förderung ist nicht die Marktpreiserwartung zum Zeitpunkt der Investition, sondern der effektive Marktpreisverlauf während der Förderdauer. **Steigt der Marktpreis** etwa aufgrund steigender Nachfrage, CO₂- oder Brennstoffpreise höher als ursprünglich erwartet an, so **reduzieren sich unmittelbar die Förderkosten**. Die gegenläufige Bewegung von Marktpreis und Förderkosten sorgt ferner dafür, dass sich die **finanzielle Gesamtbelastung der Endverbraucher langfristig stabilisiert**.
- Die Stärkung der Versorgungssicherheit ist ein erklärtes Ziel der Revision EnG. Durch eine gleitende Marktprämie ist es einfach möglich, die besonders wichtige Produktion im **Winterhalbjahr zu beanreizen**. Dies kann dadurch geschehen, dass der wettbewerblich ermittelte Referenz-Vergütungssatz in Wintermonaten um einen bestimmten, bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung vorgegebenen Faktor nach oben und in Sommermonaten nach unten angepasst wird. Der Investor hat so für Optimierungen der Winterproduktion mehr Planungssicherheit, als wenn er auf die saisonalen Marktpreisdifferenzen vertrauen muss.
- Die Ausschreibungen können grundsätzlich **technologieübergreifend** stattfinden, da nicht die installierte Leistung pro Kilowatt, sondern die tatsächliche Energieproduktion pro Kilowattstunde entschädigt wird. Die von Technologie zu Technologie stark variierenden Nutzungsmöglichkeiten der installierten Kapazitäten (Volllaststunden) spielen dann keine Rolle. Gleichzeitig erlaubt das Modell aber auch differenzierte Ausschreibungen nach Kategorien, wie dies der Bundesrat für die Investitionsbeiträge vorsieht (vgl. Art. 29 Abs. 3 Bst. h E-EnG).
- Um im Auktionsregime **für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch gleiche Voraussetzungen** zu schaffen, besteht die Möglichkeit, die gleitende Marktprämie periodengerecht um jenen Betrag zu kürzen, der den vermiedenen Netznutzungskosten und Abgaben aus dem Eigenverbrauch entspricht. In einem Regime mit Investitionsbeiträgen ist eine Korrektur demgegenüber höchstens a priori auf der Basis des geschätzten künftigen Eigenverbrauchs und der damit verbundenen geschätzten Kostenminimierungen möglich. Der Eigenverbrauchsanteil einer Anlage kann sich aber während der Betriebsdauer massgeblich ändern, etwa mittels nachträglicher Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenver-

³ Damit dies tatsächlich geschieht, muss den Investoren die Option gelassen werden, im Falle höherer Marktpreise Erlöse zu erzielen, die über den Vergütungssatz hinausgehen. Auf eine Rückvergütung an den Netzzuschlagsfonds, wie sie heute in Art. 21 Abs. 5 EnG vorgeschrieben ist (sog. Contract for Difference), sollte bei ausschreibungsbasierten Vergütungssätzen verzichtet werden.

brauch (ZEV). Dies zu überwachen und ggf. nachträglich einen Teil des Investitionsbeitrages zurückzufordern, wäre schwierig.

Der **administrative Aufwand** für den Bund **beschränkt** sich auf die Organisation der Auktionen, die Überwachung der Projektfortschritte während der Bauphase und die nachträgliche Abrechnung der gleitenden Marktprämien anhand der gemessenen Produktionsmengen. In einem System mit Investitionsbeiträgen, wie es der Bundesrat vorschlägt, kommen aufwändige Gesuchsprüfungen und Kontrollen zur Einhaltung allfälliger Auflagen während des Betriebs (z. B. zum Eigenverbrauchsanteil) hinzu.

Investitionsbeiträge und einheitliche marktpreisbasierte Rückliefervergütungen für Kleinanlagen

Kleinanlagen sind in den meisten Fällen mit einem massgeblichen Anteil Eigenverbrauch verbunden. Sie sind somit üblicherweise in einem **viel geringeren Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt** als Grossanlagen. Hinzu kommt, dass bei privaten Haushalten im Gegensatz zu professionellen Investoren oft auch andere als ökonomische Überlegungen eine Rolle spielen.

Eine **Förderung über Investitionsbeiträge/Einmalvergütungen** ist daher für Kleinanlagen weiterhin angebracht. Gewisse Unschärfen, die das System der Investitionsbeiträge mit sich bringt (etwa eine mögliche leichte Unter- oder Überförderung), sind vertretbar. Dafür sind Kleinanlagen von der Teilnahme an Ausschreibungen befreit. Gerade das Instrument der Einmalvergütung für kleine PV-Anlagen (KLEIV) ist gut etabliert und sollte unverändert weitergeführt werden.

Es ist ferner weiterhin angebracht, dass **Kleinproduzenten Anrecht auf eine gesicherte Abnahme und Vergütung ihrer Rücklieferungen** haben. Die **Pflichtvergütung** sollte aber schweizweit einheitlich **zum Marktpreis** erfolgen.⁴ Zudem sollte die Pflichtabnahme und -vergütung durch eine zentrale Abnahmestelle erfolgen. Der Verteilnetzbetreiber kann diese Pflicht nur dann sinnvoll wahrnehmen, wenn er auch Grundversorger bleibt. Die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte für die Abnahme- und Vergütungspflicht (3 MW oder 5000 MWh/a) sind mit der Direktvermarktungspflicht im Einspeisevergütungssystem bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien in Einklang zu bringen, d. h. tendenziell zu senken. Diese Anpassungen betreffen das EnG und insgesamt das Thema Förderung von erneuerbarer Energie. Sie sollten deshalb im Rahmen der vorliegenden Revision EnG und nicht wie angedacht mit der Revision StromVG erfolgen.

Die **Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen** sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungs-basierte gleitende Marktprämien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren.

Artikel 9 StromVG ist kein primäres Förderinstrument

Die gemäss Faktenblatt Revision StromVG geplante Anpassung von Art. 9 StromVG ist zu begrüßen. Der Katalog möglicher Massnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit wird damit erweitert. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass dieser Artikel nicht geeignet ist, um Ausbauziele zu erreichen, deren

⁴ Selbstverständlich wird dadurch nicht ausgeschlossen, dass einzelne Käufer im freien Markt auch mehr bezahlen dürfen, etwa im Rahmen von Quartierstrom-Märkten und Energiegemeinschaften.

Notwendigkeit schon heute feststeht. Für die Erreichung der **Ausbauziele gemäss Art. 2 EnG** sowie die Sicherung von **genügend inländischer Winterproduktion** sind in erster Linie **Massnahmen im EnG** in der laufenden Revision festzulegen. Wir empfehlen hierzu eine saisonale Abstufung des Vergütungssatzes, wie wir dies weiter oben skizziert haben.

Darüber hinaus sind die Förderinstrumente so auszugestalten, dass die Erreichung der gesetzlich verankerten, neu für verbindlich erklärten Ziele erwartet werden darf. Konzeptionell dienen die zusätzlichen Massnahmen für den Ausbau inländischer erneuerbarer Energie nach Art. 9 StromVG nur der Begegnung von unerwarteten Entwicklungen. Dies ergibt sich schon daraus, dass diese Massnahmen dann einem hohen zeitlichen Druck unterliegen werden.

Marktrisikoversicherung für Erneuerungen von Grosswasserkraftanlagen

Die Vernehmlassungsvorlage sieht neu gar **keine Unterstützung und Anreize für Erneuerungsinvestitionen bei Grosswasserkraftanlagen über 5 MW** mehr vor. Dieser Entscheid ist nicht nachvollziehbar und läuft den energiepolitischen Zielen zuwider. Die Erhaltung der bestehenden Grosswasserkraftwerke ist für die Versorgungssicherheit und das Erreichen der im EnG festgelegten verbindlichen Ziele für die Wasserkraft gleich entscheidend wie der Zubau zusätzlicher Produktionskapazitäten. Anders als im erläuterten Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt.

- **Bei fehlender Rentabilität** und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen **nur Notreparaturen** vorgenommen. Bei tiefen Marktpreisen ist dies die betriebswirtschaftlich optimale Strategie, auch wenn dabei die Zunahme von ungeplanten Ausfällen bewusst in Kauf genommen werden muss. Dies ist aber nicht die gesamtwirtschaftlich optimale Strategie und geht ulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.
- Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige **Neukonzessionierungen nicht erfolgen** werden. Sie sind meist mit Erneuerungsinvestitionen verbunden, deren Amortisierung für die Betreiber höchst ungewiss ist. Die Umsetzung der Vorgaben nach GSchG wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind in Frage gestellt.

Um diesen Entwicklungen vorzubeugen, ist es wichtig, mindestens **für eine gewisse finanzielle Absicherung von Erneuerungsinvestitionen in Grosswasserkraftanlagen zu sorgen**. Es braucht dazu nicht wie für den Ausbau von neuen Produktionskapazitäten gleitende Marktprämien oder Investitionsbeiträge, sondern es genügt, gewisse Anreize durch eine ex post greifende Versicherung für spezifische Risiken zu setzen. Dies betrifft Risiken, die eine Investition aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen verhindern würden.

Das **Hauptrisiko** von Grosswasserkraftbetreibern, das sie selbst langfristig nicht mitigieren können, ist das **Marktpreisrisiko**. Bei länger währenden tiefen Preisen können Erneuerungsinvestitionen nicht amortisiert werden und werden unterlassen. Wir schlagen deshalb ein Modell vor, das die Betreiber teilweise gegen länger währende tiefe Marktpreise in Europa absichert. Hauptidee ist eine **mehrmalige ex post**

Betrachtung über den Zeitraum von 20 Jahren. Die Versicherungssumme ist dabei auf die Erneuerungsinvestition begrenzt. Konkret sollen Betreiber nach einer wesentlichen Erneuerungsinvestition auf Antrag jeweils nach 5, 10, 15 und 20 Jahren einen prozentualen Anteil der Investitionskosten entschädigt erhalten, falls die durchschnittlichen Marktpreise der je vergangenen f Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Dem Modell liegt damit die Idee eines **rückwirkenden Marktrisikoausgleichs** anstelle einer Förderung zugrunde. Beiträge werden nur dann geleistet, wenn ein langfristiges Risiko eingetroffen ist. Versichert sind nur länger währende, tiefe Marktpreise. Es wird jeweils rückblickend ein Zeitraum von 5 Jahren betrachtet. Kurzfristige Marktpreisturbulenzen oder -baissen sind damit explizit nicht versichert. Durch die längeren Zeiträume wird der administrative Aufwand verringert. Anders als bei der heutigen Marktpremie ist nicht die gesamte Produktion eines unrentablen Kraftwerkes Gegenstand dieser Massnahme, sondern ausschliesslich die wesentliche Erneuerungsinvestition. Dadurch werden die Beiträge deutlich tiefer ausfallen als unter dem auslaufenden Regime der Marktpremie. Die Rentabilität kann gemäss dem für die Marktpremie entwickelten Modell berechnet werden und so auf bestehende, bewährte Rechnungsmodelle zurückgreifen.

Für die **konkrete Ausgestaltung** des Modells schlagen wir vor, dass maximal 60 % der Erneuerungsinvestition, d.h. pro Betrachtungszeitraum von 5 Jahren 15 %, versichert werden. Anhand eines **Beispiels** lässt sich dies veranschaulichen: Ein Wasserkraftwerk tätigt eine Ersatzinvestition von CHF 10 Mio. Nach 5 Jahren berechnet das Werk anhand der Methodik, die für die Marktpreisprämie entwickelt wurde, ob das Werk über die letzten 5 Jahre seine Gestehungskosten decken konnte. Wenn die Marktpreise genügend hoch waren, geschieht nichts. Nach 10 Jahren stellt das Werk wiederum eine Berechnung an, jedoch über die Jahre 6 – 10. Möglicherweise hat es in diesen 5 Jahren eine länger dauernde tiefe Marktpreisphase gegeben. Das Werk konnte in dieser Zeit seine Gestehungskosten nicht decken und insbesondere seine Ersatzinvestition nicht amortisieren. Dann stellt es Antrag über 15 % der Investitionssumme, also CHF 1.5 Mio. Das gleiche Vorgehen wiederholt sich für die Jahre 11 – 15 und 16 – 20. Wenn es nur eine längerfristige tiefe Marktpreisphase gab, dann erhält das Werk insgesamt 15 % der Investitionssumme. Wenn das Werk in allen vier Phasen seine Gestehungskosten nicht decken konnte, maximal 60 % bzw. im Beispiel CHF 6 Mio. Dabei ist zu bedenken, dass die Beiträge durch die Auszahlung bis zu 20 Jahre nach der Investition diskontiert werden müssen. Die tatsächliche maximale auf den Investitionszeitpunkt abdiskontierte Versicherungsleistung fällt entsprechend deutlich tiefer aus.

Zu den einzelnen Artikeln

Antrag

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität (*neu*)

1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

2 Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

3 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.

4 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

5 Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23.

6 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien nach Art. 19 teilnehmen.

7 Bei Photovoltaikanlagen erfolgt die Abnahme der Energie entschädigungslos, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt 70 % der installierten Pannelleistung überschreitet.

Begründung

Zu Abs. 1: Dass auch Kleinproduzenten Anrecht auf eine Abnahme und Vergütung ihrer Rücklieferungen haben, ist weiterhin angebracht. Die Pflichtabnahme und -vergütung sollte aber durch eine unabhängige, zentrale Abnahmestelle erfolgen. Die Verteilnetzbetreiber können diese Pflicht heute nur deshalb wahrnehmen, weil sie auch mit der Grundversorgung betraut sind. Längerfristig kann dies ändern.

Zu Abs. 2: Für Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität muss keine neue Stelle geschaffen und entsprechende Kompetenzen aufgebaut werden. Die unabhängige, zentrale Abnahmestelle wird in einer Ausschreibung bestimmt, an der bestehende, aber auch neue Marktakteure teilnehmen können. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens. Dazu gehört insbesondere auch die Dauer, während der die Teilnehmer die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität übernehmen.

Zu Absatz 4: Die Abnahme- und Vergütungspflicht sollte nur für Kleinanlagen gelten. Für Grossanlagen sollte der Grundsatz der Direktvermarktung gelten. Es gilt daher, die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte (3 MW oder 5000 MWh/a) mit der Direktvermarktungspflicht im Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Regime in Einklang zu bringen, d. h. tendenziell zu senken. Der Formulierungsvorschlag orientiert sich an Art. 21 Abs. 2 EnG.

Zu Absatz 5: Die Vergütung der abgenommenen Elektrizität durch die Abnahmestelle nach dem Referenz-Marktpreis entspricht dem im Faktenblatt zur Revision StromVG festgehaltenen Grundsatz (Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung).

Zu Absatz 7: Bei PV-Anlagen ist im Sinn der Versorgungssicherheit und zur Vermeidung von volkswirtschaftlich fragwürdigen Netzausbauten eine Anschlusskappung vorzuschreiben. Setzt der Anlagenbetreiber die Regelung nicht um, entfällt der Anspruch auf die Entschädigung. Alternativ kann eine analoge Regelung im StromVG aufgenommen werden.

Antrag

Art. 15a Abnahme- und Vergütungspflicht von Gas aus Biomasse und anderen erneuerbaren Energien
(neu)

Die materielle Regelung ist Gegenstand der aktuellen Erarbeitung des GasVG.

Begründung

Zur Abnahme und Vergütung von Gas und Elektrizität sollte je ein separater Artikel gelten. Die spezifischen Regelungen für Gas werden derzeit im Rahmen des GasVG diskutiert und sind nicht Gegenstand der Revision EnG.

Antrag

4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisevergütungssystem Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien)

Begründung

Wie in den allgemeinen Bemerkungen ausgeführt, sind Investitionsbeiträge allein nicht geeignet, um die im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele zu erreichen. Wir schlagen deshalb zusätzlich die Einführung eines Ausschreibungsverfahrens für gleitende Marktprämien für grosse Anlagen vor. Entsprechend ist der Begriff Einspeisevergütungssystem im gesamten Gesetzestext durch den Begriff Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien zu ersetzen, sofern er sich nicht auf Anlagen bezieht, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen worden sind.

Antrag

Art. 19 Teilnahme am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien

1 Am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien können die Betreiber von ~~Neuanlagen~~ neuen, erheblich erweiterten oder erheblich erneuerten Anlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen:

- a. Wasserkraft;
- b. Sonnenenergie;
- c. Windenergie;
- d. Geothermie;
- e. Biomasse.

2 ...

3 ...

4 Nicht am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können die Betreiber von:

- a. ~~Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW oder von mehr als 10 MW;~~
- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW;
- c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen;
- e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

5 ...

6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe a und b erhöhen und für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen. Gibt es eine Überschneidung mit der Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen ~~Einspeisevergütung~~ gleitenden Marktprämien und Einmalvergütung wählen.

7 ...

Begründung

Das Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien schafft technologie neutrale Anreize für Investitionen in grosse Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Es soll grundsätzlich nur für solche Anlagen gelten. In Konsequenz und mit Blick auf das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele ist eine Einschränkung der teilnahmeberechtigten Anlagen durch eine maximale Leistungsgrenze nicht zielführend.

Die Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungs-basierte gleitende Marktpremien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren.

Antrag

Art. 21 Direktvermarktung

1 ...

2 Für ~~einzelne Anlagentypen~~ Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen werden, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen.

3 Die Einspeisevergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der ~~Einspeiseprämie~~ gleitenden Marktpremie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen.

4 Die ~~Einspeiseprämie~~ gleitende Marktpremie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.

5 Übersteigt bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen werden, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.

6 (*neu*) Bei Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, reduziert sich die gleitende Marktpremie um die durch den Eigenverbrauch vermiedenen Netznutzungsentgelte und Abgaben.

Begründung

Mit Einführung des Ausschreibeverfahrens für gleitende Marktpremien sollen Ausnahmen vom Grundsatz der Direktvermarktung nur noch für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen worden sind, gelten.

Der Wettbewerb wird durch das Ausschreibeverfahren für gleitende Marktpremien gewährleistet und verhindert eine Überförderung. Dies führt dazu, dass die Investoren einen Teil des Marktpreisrisikos auf sich nehmen, um den Zuschlag zu erhalten. Damit dies tatsächlich geschieht, muss den Investoren die Option gelassen werden, im Falle höherer Marktpreise Erlöse zu erzielen. Auf eine Rückvergütung an den Netzzuschlagsfonds bei Anlagen, die eine gleitende Marktpremie erhalten, sollte bei ausschreibungs-basierten Vergütungssätzen verzichtet werden. Andernfalls entstünde ein Contract-for-Difference-Modell und keine Risikoteilung bzw. eine vollständige Übernahme des Risikos durch den Staat.

Die Gleichbehandlung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch kann schliesslich dadurch erreicht werden, dass die beim Eigenverbrauch vermiedenen Kosten von der gleitenden Marktpremie abgezogen werden.

Antrag

Art. 22 Vergütungssatz

1 *(neu)* Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen und regelt die Einzelheiten.

2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. Er kann saisonal abgestuft werden.

3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen. *(Rest streichen)*

Begründung

Der Vergütungssatz wird im Grundsatz nur noch über Ausschreibungen und nicht mehr administrativ anhand der Gestehungskosten festgelegt. Insbesondere in Fällen ungenügender Liquidität bei den Ausschreibungen sollte der Bundesrat aber im Ausnahmefall die gleitende Marktpremie administrativ festsetzen können (z. B. Übernahme des Ergebnisses von PV-Auktionen auch für andere Technologien).

Antrag

Art. 24 Grundsatz

1...

2 Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktpremie (Art. 19) teilnehmen können.

Begründung

Die Ergänzung dient der Präzisierung, dass am Grundsatz, wonach Investitionsbeiträge nur für Kleinanlagen gedacht sind, festgehalten wird.

Antrag

Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung

Streichen.

Begründung

Neu sollen Investitionsbeiträge nur noch Kleinanlagen gewährt werden. Für diese Anlagen sind Auktionen nicht zielführend.

Antrag

Art. 26 ~~Investitionsbeitrag~~ Regelungen zur Wasserkraftanlagen

1 *Streichen.*

2 *Streichen.*

3 *Streichen.*

4 1 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach ~~den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2~~ Art. 19 Abs. 1 lit. a erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von ~~einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1~~ einer allfälligen Förderung nach Art. 19 Abs. 1 lit. a abgezogen.

~~5 2 Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 Art. 19 Abs. 4 lit. a gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.~~

~~6 3 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss Absatz 1 Art. 19 Abs. 4 lit. a ausnehmen, sofern sie:~~

- ~~a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und~~
- ~~b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind.~~

7 4 ...

Begründung

Neuanlagen und Erweiterungen von Wasserkraftanlagen sollen neu am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können.

Wir begrüssen es, dass Projektanten einen Teil der Projektierungskosten auch dann entschädigt erhalten, wenn ein Projekt letztlich nicht realisiert werden kann. Dies fördert die Initialisierung von Projekten, deren Machbarkeit nicht von vornherein feststeht. Bei Realisierung sind diese selbstverständlich von der Förderung der Anlage abzuziehen.

Keine Untergrenze für Wasserkraftanlagen; alle Kraftwerke sind für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie notwendig und sind zu fördern.

Redaktioneller Hinweis: Aus Gründen der Übersicht haben wir diese Regelungen in Art. 26 belassen, teilweise können diese jedoch auch in Art. 19 aufgenommen werden.

Eventualantrag, sollte an Investitionsbeiträgen für Wasserkraftanlagen festgehalten werden

Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

1 ...

2 *Streichen.*

3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt ~~für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.~~

4 ...

5 ...

6 ...

7 ...

Begründung

Der Umwälzbetrieb von Wasserkraftwerken ist in der Schweiz ein zentrales Element, um die Produktion effizient an die Nachfrage anzupassen. Mit den wachsenden Mengen an stochastischer Energie (insb. PV) wird der Umwälzbetrieb noch wichtiger für eine stabile und effiziente Stromversorgung. Vor diesem sieht der neue Art. 13 Abs. 1 EnG vor, dass der Bundesrat Pumpspeicherwerken die Bedeutung als Anlagen von nationalem Interesse zuerkennen kann.

Schliesslich ist nicht nachvollziehbar, warum kleine Anlagen höhere Beiträge erhalten sollen als grosse Anlagen.

Antrag

Art. 26a Marktrisikoversicherung für Erneuerungen von Wasserkraftanlagen (neu)

1 Für erhebliche Erneuerungen von Wasserkraftanlagen von mindestens 5 MW kann eine Marktrisikoversicherung in Anspruch genommen werden.

2 Die Auszahlung kann jeweils 5, 10, 15 und 20 Jahre nach Inbetriebnahme für jeweils 15% der anrechenbaren Investitionskosten beantragt werden (insgesamt max. 60%), falls die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Begründung

Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt. Bei fehlender Rentabilität und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen nur Notreparaturen vorgenommen. Die Zunahme von ungeplanten Ausfällen wird dabei bewusst in Kauf genommen. Dies geht zu Lasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.

Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nun nicht erfolgen werden. Die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind gefährdet.

Mit der Marktrisikoversicherung sollen Erneuerungsinvestitionen und damit die Versorgungssicherheit sichergestellt werden, indem für diese Investitionen ein Teil des Marktrisikos versichert wird.

Kommentar

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windkraftanlagen

Windparks ab 10 MW nehmen am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teil. Investitionsbeiträge sollen nur noch Einzelanlagen gewährt werden. Wir haben deshalb in Art. 19 Abs. 6 die Ergänzung eingefügt, dass der Bundesrat auch für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen kann.

Kommentar

Art. 29 Abs. 2

Die Aufhebung der Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten wird begrüsst. Dieses Kriterium ist zwar als ökonomisches Prinzip richtig. Die Anwendung bedarf jedoch so vieler Annahmen, dass das Ergebnis willkürlich scheint. Der Bundesrat wird gebeten in der Botschaft auszuführen, welches alternative Kriterium künftig für die Festlegung der Beiträge angewendet werden soll.

Antrag

Art. 38 Auslaufen der Unterstützungen

1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar:

- a. ~~des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes: im Einspeisevergütungssystem des Jahres 2036 im Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien;~~
- b. ...

2 ~~Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes~~ Mit Inkrafttreten der vollständigen Marktöffnung können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.

Begründung

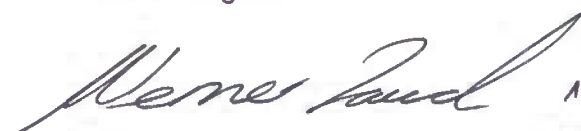
Die vorgesehenen Massnahmen dienen dem Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Ziele sind für das Jahr 2035 und für das Jahr 2050 definiert. Das neue Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien ist folglich auch bis 2035 anzuwenden.

Mit der Marktprämie für Grosswasserkraft wird auch die Priorisierung der Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG) sowie generell die Priorisierung heimischer erneuerbarer Energie (Art. 6 Abs. 5bis StromVG) in der Grundversorgung bis zur Marktöffnung weitergeführt. Ein weiterer Systemwechsel in der Grundversorgung vor der Marktöffnung ist zu vermeiden. Die Marktprämie für Grosswasserkraft selbst ist mindestens weiterzuführen bis die gemäss Art. 31 Abs. 5 EnG vorgesehenen marktnahen Instrumente für die Grosswasserkraft inkrafttreten.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen danken wir Ihnen und stehen für Fragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

EWA - energieUri

 i.V. 

Werner Jauch
Vorsitzender der Geschäftsleitung

Remo Burgener
Leiter Energie

Bundesamt für Energie (BFE)
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Sitten, 2. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes: Fördermassnahmen ab 2023

Stellungnahme im Rahmen des am 3. April 2020 eröffneten Vernehmlassungsverfahrens

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

FMV ist eine kantonale Gesellschaft mit Sitz in Sitten und hauptsächlich in der Stromproduktion aus Wasserkraft, der überregionalen Verteilung sowie der Energiebewirtschaftung tätig. Da unser Produktionspark zu 100% erneuerbar und einheimisch ist, setzen wir uns dafür ein, die Wasserkraft als wichtigste Säule der Schweizerischen Stromversorgung zu erhalten und zu stärken.

In erster Linie befürworten wir die Stossrichtung des Bundesrats zur Förderung der einheimischen erneuerbaren Energien mittels neuer Unterstützungsmassnahmen ab 2023 sowie der Verlängerung der Investitionsbeiträge bis 2035. Diese Massnahmen erlauben die Realisierung neuer Projekte, indem sie diese auf dem Markt wettbewerbsfähig machen.

In der beigelegten Synopse sind alle Änderungsvorschläge sowie unsere Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln aufgeführt. Aus Effizienzgründen gehen wir nachfolgend lediglich auf die wichtigsten Punkte ein, die aus unserer Sicht hervorzuheben sind.

1. Unterstützung der Wasserkraft

FMV begrüsst die Unterstützungsmassnahmen zugunsten der Wasserkraft durch die Verlängerung der Investitionsbeiträge bis 2035, die Erhöhung der zur Verfügung gestellten Mittel (0.2 anstelle 0.1 Rp./kWh aus dem Netzzuschlag) sowie die Priorisierung der eingereichten Projekte.

Trotzdem wird das Hauptziel – die langfristige Sicherstellung der Stromversorgung – nicht erreicht, da der Bundesrat keine Massnahmen vorsieht, um Anreize für Investitionen und Reinvestitionen zu zur nachhaltigen Erhaltung der Wasserkraftwerke zu schaffen, dies im Gegensatz zu der vom Ständerat und vom Nationalrat angenommenen Motion 18.3000. Im Übrigen sieht die vorgeschlagene Revision keine Massnahmen zur Verbesserung der nationalen und internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft vor.

Das Ziel der langfristigen Sicherstellung der Stromversorgung kann nur durch die Schaffung neuer Rahmenbedingungen und in Übereinstimmung mit der Europäischen Union erreicht werden. Aus diesen Gründen muss die Revision des EnG mit der auf Anfang 2020 angekündigten Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) koordiniert werden.

Die aktuelle geltende Marktprämie (Art. 30 EnG) zeigt, dass der Gesetzgeber der ökonomischen Realität des europäischen Markts Rechnung trägt, da bekanntlich ein Teil der Schweizerischen Produktion zu einem unter den Gestehungskosten liegenden Preis verkauft wird. Diese muss daher bis zu einer vollständigen Marktöffnung in der Schweiz verlängert werden.

2. Investitionsbeiträge für Energie aus Wasserkraft, Windkraft und Biomasse

Die Revision des EnG sieht Auktionen für den Erhalt von Investitionsbeiträgen für die Erstellung von grösseren Photovoltaikanlagen vor. FMV unterstützt dieses Vorhaben. Allerdings schlagen wir vor, dieses Instrument nicht nur auf Photovoltaikanlagen zu begrenzen. Falls möglich, sollen die Auktionen auch auf die anderen erneuerbaren Energien aus Wasserkraft, Windkraft und Biomasse Anwendung finden.

Um den Anforderungen der Versorgungssicherheit in der Schweiz bestmöglich gerecht zu werden, ist bei der Priorisierung und dem Erhalt von Investitionsbeiträgen der Qualität des produzierten Stroms (Flexibilität, Saisonalität Sommer – Winter) Rechnung zu tragen, und nicht nur die installierte Leistung oder die zusätzlich produzierten kWh zu berücksichtigen.

Ausserdem ist die Unterstützung für Renovationen von grossen Wasserkraftwerken beizubehalten, um die bestehende Produktion zu konsolidieren und zu verbessern.

3. Ausschluss der Pumpspeicherwerke von den Investitionsbeiträgen

FMV geht davon aus, dass mit der europaweiten Steigerung der neuen erneuerbaren Energien, hauptsächlich aus Photovoltaik und Windkraft, der kurz- und mittelfristige Speicherbedarf stark ansteigen wird. Der Ausschluss der Pumpspeicherwerke ist in diesem Zusammenhang unverständlich.

Ausserdem müssen die Branchenakteure in der Lage sein, die flexible Produktion und die Winterproduktion um 10 TWh pro Jahr zu erhöhen. Diese Flexibilisierung setzt Pumpspeicherwerke voraus.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Schweizerische Stromversorgung vom Erhalt und der Stärkung der Wasserkraft, der Weiterentwicklung der anderen erneuerbaren Energien, aber auch von den Rahmenbedingungen, die einen attraktiven Strommarkt in Übereinstimmung mit der Europäischen Union schaffen, abhängt.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, für Ihre Aufmerksamkeit, die Sie unseren Kommentaren, die unsere Anliegen wiedergeben, schenken.

Bei Fragen zu unseren Bemerkungen und Vorschlägen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung, ebenso für eine Zusammenarbeit für sämtliche damit zusammenhängenden erforderlichen Analysen.

Freundliche Grüsse



Stéphane Maret
Generaldirektor

FMV SA



Sylvia Marra
Mitglied der Direktion

Beilage: Synopse zum Entwurf des EnG mit Stellungnahme und Bemerkungen von FMV

Office fédéral de l'énergie (OFEN)
Division Efficacité énergétique
et énergies renouvelables
Service de coordination
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Sion, le 2 juillet 2020

Révision de la loi sur l'énergie : mesures d'encouragement dès 2023

Prise de position sur les modifications mises en consultation le 3 avril 2020

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

FMV est une entreprise cantonale basée à Sion avec comme principales activités la production d'hydroélectricité, la distribution suprarégionale et le commerce d'électricité. Etant donné notre parc de production 100% renouvelable et indigène, nous œuvrons à maintenir et à renforcer la force hydraulique en tant que principal pilier de l'approvisionnement en électricité de la Suisse.

En premier lieu, nous tenons à saluer l'orientation du Conseil fédéral dans la promotion des énergies renouvelables indigènes par le biais de nouvelles mesures d'encouragement dès 2023 mais également par la prolongation des contributions aux investissements jusqu'en 2035. Ces mesures doivent permettre la réalisation de nouveaux projets d'investissement tout en les rendant plus compétitifs sur le marché.

Le tableau synoptique en annexe reprend l'ensemble des propositions de modifications de loi avec nos remarques et prises de position article par article. Dans un souci d'efficacité, nous reprenons ci-après uniquement les éléments essentiels que nous souhaitons mettre en évidence.

1. Soutien en faveur de l'hydroélectricité

FMV salue les mesures de soutien en faveur de l'hydroélectricité par l'extension des contributions aux investissements jusqu'en 2035, par l'augmentation des moyens financiers alloués (0.2 au lieu de 0.1 ct/kWh prélevé sur le supplément réseau) et par une priorisation des projets soumis.

Néanmoins, l'objectif principal de la sécurité à long terme de l'approvisionnement en électricité n'est pas atteint car le Conseil fédéral ne prévoit aucune mesure visant à créer des incitations à l'investissement et aux réinvestissements pour la pérennisation des installations hydroélectriques à long terme contrairement à la motion 18.3000 adoptée à la fois par le Conseil des États et le Conseil national. De plus, la révision proposée n'introduit aucune mesure pour améliorer la compétitivité nationale et internationale de l'hydroélectricité suisse.

L'objectif de sécurisation à long terme ne pourra être atteint sans l'aménagement de nouvelles conditions cadres et un accord avec l'Union Européenne. Raisons pour lesquelles la révision de la LEné doit être coordonnée avec la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) annoncée pour début 2021.

La prime de marché actuellement en vigueur (art. 30 LEné) démontre la prise en compte par le législateur de la réalité économique du marché européen puisqu'une partie de la production suisse est vendue à un prix inférieur à son coût de revient. Celle-ci doit être prolongée jusqu'à l'ouverture totale du marché en Suisse.

2. Des contributions financières pour les énergies hydroélectriques, éoliennes et biomasse

La révision de la LEné prévoit des appels d'offres concurrentiels pour l'octroi de contributions d'investissement visant à promouvoir les grandes installations photovoltaïques. FMV soutient cette démarche. Toutefois, elle suggère que cet instrument ne soit pas limité aux productions photovoltaïques. Si possible, les appels d'offres devraient également porter sur d'autres énergies renouvelables telles que l'hydroélectricité, l'éolien ou la biomasse.

Afin de répondre au mieux aux besoins d'approvisionnement de la Suisse, la priorisation des projets et l'octroi de contributions financières devraient tenir compte de la qualité de l'électricité produite (flexibilité, saisonnalité été – hiver) et non seulement de la puissance installée ou de la production supplémentaire en kWh.

De plus, le soutien aux investissements de rénovation des grandes centrales hydroélectriques doit être maintenu pour consolider et améliorer les productions existantes.

3. Exclusion du pompage-turbinage dans l'octroi des contributions d'investissement

FMV considère qu'avec l'expansion à l'échelle européenne des nouvelles énergies renouvelables, principalement au niveau du photovoltaïque et de l'énergie éolienne, le besoin de stockage à court et à moyen terme va fortement augmenter. L'exclusion des projets de pompage-turbinage n'est pas compréhensible dans ce contexte.

En outre, les acteurs de la branche doivent être en capacité d'augmenter de 10 TWh/an la production d'électricité flexible et hivernale ; cette flexibilisation nécessitera du pompage-turbinage.

En synthèse, la sécurité d'approvisionnement de la Suisse dépend du maintien et du renforcement de la force hydraulique, du développement rapide des autres énergies renouvelables mais également des nouvelles conditions-cadres qui doivent établir un marché de l'électricité attractif en accord avec l'Union Européenne.

D'ores et déjà, nous vous remercions, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, de l'attention que vous accorderez à nos commentaires qui reflètent nos préoccupations à ce stade.

Pour toute question concernant nos remarques ou suggestions, nous sommes évidemment à votre entière disposition et prêts à collaborer dans toute analyse qui s'avèrerait nécessaire.

Avec nos cordiales salutations.



Stéphane Maret
Directeur général

FMV SA



Sylvia Marra
Membre de la Direction

Annexe : Tableau synoptique LEne avec prise de position et remarques FMV (uniquement en allemand)

Anhang: Synopse zum Entwurf Energiegesetz vom 3. April 2020

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
1. Kapitel: Zweck, Richtwerte und Grundsätze	1. Kapitel: Zweck, Ziele, Richtwerte und Grundsätze		
Art. 2 Richtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien 1 Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4400 GWh und im Jahr 2035 bei mindestens 11400 GWh liegt. 2 Bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37400 GWh liegt. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Richtwerten enthalten. 3 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenrichtwerte festlegen.	Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien 1 Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 11400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 24200 GWh zu betragen. 2 Die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft hat im Jahr 2035 mindestens 37400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 38600 GWh zu betragen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Werten enthalten. 3 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenziele festlegen.		FMV begrüsst verbindliche Richt- und Zielwerte. Sie erhöhen die Planungssicherheit und ermöglichen die Steuerung des Ausbaus der heimischen Produktion. Bedenken bestehen hinsichtlich der Umsetzung. Die Fördermassnahmen im EnG sind so auszugestalten, dass die Ziele tatsächlich erreicht werden können. Das Augenmerk gilt auch den Interessenskonflikten zwischen der Nutzung der erneuerbaren Energien und dem Schutz der Umwelt und der Landschaft.
2. Kapitel: Energieversorgung			
Art. 13 Zuerkennung des nationalen Interesses in weiteren Fällen 1 Der Bundesrat kann einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn: a. sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbaurichtwerte leistet; und b. der Standortkanton einen entsprechenden Antrag stellt. 2 Bei der Beurteilung des Antrags berücksichtigt der Bundesrat, ob, wie viele und welche Alternativstandorte es gibt.	1 Der Bundesrat kann einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn: a. sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele leistet; und		
3. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch			

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht 1 Netzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten: a. die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen; b. das ihnen angebotene Biogas. 2 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, wenn diese aus Anlagen stammt mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh. 3 Können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einigen, so gilt für diese Folgendes: a. Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität. b. Für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen richtet sie sich nach dem Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung. c. Bei Biogas orientiert sie sich am Preis, den der Netzbetreiber für den Kauf bei einem Dritten zu bezahlen hätte. 4 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten eine Einmalvergütung (Art. 25) oder einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.	Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.	Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität (neu) <u>1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.</u> <u>2 Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.</u> <u>3 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.</u> <u>4 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.</u> <u>5 Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23.</u>	FMV erachtet eine Abnahme- und Vergütungspflicht von Verteilnetzbetreibern als systemfremd im Sinne des Unbundlings und im Hinblick auf die vollständige Marktöffnung. Diese soll durch eine unabhängige Stelle erfolgen. Zu Abs. 2: Für Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität muss keine neue Stelle geschaffen und entsprechende Kompetenzen aufgebaut werden. Die unabhängige, zentrale Abnahmestelle wird in einer Ausschreibung bestimmt, an der bestehende, aber auch neue Marktakteure teilnehmen können. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens. Dazu gehört insbesondere auch die Dauer, während der die Teilnehmer die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität übernehmen. Zu Abs. 4: Die Abnahme- und Vergütungspflicht sollte nur für Kleinanlagen gelten. Für Grossanlagen sollte der Grundsatz der Direktvermarktung gelten. Es gilt daher, die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte (3 MW oder 5000 MWh/a) mit der Direktvermarktungspflicht im Ausschreibungsverfahren für gleitende Einspeiseprämien bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Regime in Einklang zu bringen, d. h. tendenziell zu senken. Der Formulierungsvorschlag orientiert sich an Art. 21 Abs. 2 EnG. Zu Abs. 5: Die Vergütung der abgenommenen Elektrizität durch die Abnahmestelle nach dem Referenz-Marktpreis entspricht dem im Faktenblatt zur Revision StromVG festgehaltenen Grundsatz (Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung).
Art. 16 Eigenverbrauch 1 Die Betreiber von Anlagen dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen. Sie dürfen die selbst produzierte Energie auch zum Verbrauch am Ort der Produktion ganz oder teilweise veräussern. Beides			

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
gilt als Eigenverbrauch. Der Bundesrat erlässt Bestimmungen zur Definition und Eingrenzung des Orts der Produktion. 2 Absatz 1 gilt auch für Betreiber von Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen, eine Einmalvergütung (Art. 25) oder einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen.	2 Absatz 1 gilt auch für Betreiber von Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen oder einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen.		
4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisevergütungssystem)		4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Ausschreibe-verfahren für gleitende Einspeiseprämien)	FMV fordert, das System so anzupassen, dass für grosse Anlagen die massgeblichen Vergütungssätze nicht mehr administrativ basierend auf einer Schätzung der Gestehungskosten, sondern über wettbewerbliche Ausschreibungen festgelegt werden, und zwar für alle Technologien. Die gleitende Einspeiseprämie ist nicht zu verwechseln mit der Marktprämie der Grosswasserkraft. Der Begriff und der Mechanismus sind an die EU-Regelung angelehnt. Ein System mit ausschreibungsbasierten gleitenden Marktprämien wird unter anderem in Frankreich und Deutschland erfolgreich angewandt Eine gleitende Einspeiseprämie bedeutet im Gegensatz zur Marktprämie der Grosswasserkraft keine dauerhafte Administration. Es findet keine Kontrolle der Kosten statt. Die Teilnehmer bieten einen Preis pro kWh für x-Jahre. Die günstigsten Gebote erhalten den Zuschlag. Kleinanlagen sind in den meisten Fällen mit einem massgeblichen Anteil Eigenverbrauch verbunden. Sie sind somit in einem viel geringeren Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt. Bei Investitionsentscheiden spielen auch andere als rein ökonomische Überlegungen eine Rolle. Eine Förderung über Investitionsbeiträge/ Einmalvergütungen ist daher für Kleinanlagen weiterhin angebracht (vgl. Kap. 5).
Art. 19 Teilnahme am Einspeisevergütungssystem		Art. 19 Teilnahme am Ausschreibe-verfahren für gleitende Einspeiseprämien	FMV fordert Ausschreibungen für alle grossen Anlagen und für alle Technologien. Die Ausschreibungen sind jedoch getrennt nach Technologie durchzuführen. Eine

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
1 Am Einspeisevergütungssystem können die Betreiber von Neuanlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen: a. Wasserkraft; b. Sonnenenergie; c. Windenergie; d. Geothermie; e. Biomasse. 2 Eine Teilnahme ist nur möglich, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36). 3 Als Neuanlagen gelten Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden sind. 4 Nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können die Betreiber von: a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW oder von mehr als 10 MW; b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW; c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen; e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen. 5 Die Betreiber von Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, können auch am Einspeisevergütungssystem teilnehmen, wenn die Leistung der Anlage kleiner ist als 1 MW. Der Bundesrat kann für weitere Wasserkraftanlagen Ausnahmen von dieser Untergrenze vorsehen, sofern sie: a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; oder b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche Gewässer verbunden sind. 6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe b zusammen mit derjenigen für die Einmalvergütung erhöhen (Art. 24 Abs. 1 Bst. a).		1 Am <u>Einspeisevergütungssystem Ausschreibungsverfahren für gleitende Einspeiseprämien</u> können die Betreiber <u>und Aggregatoren von neuen oder erheblich erweiterten Anlagen</u> teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen: a. Wasserkraft; b. Sonnenenergie; c. Windenergie; d. Geothermie; e. Biomasse. 2 unverändert 3 unverändert 4 Nicht am <u>Einspeisevergütungssystem Ausschreibungsverfahren für gleitende Einspeiseprämien</u> teilnehmen können die Betreiber <u>und Aggregatoren</u> von: a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW oder von mehr als 10 MW; b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 200 kW; c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen; e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen. 5 unverändert 6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenzen nach Absatz 4 Buchstaben <u>a und b</u> erhöhen	Kombination von Technologien soll nur dort erfolgen, wo es sinnvoll ist und die Technologien vergleichbar sind (wie PV & Wind). Bei PV, Wind und Biomasse soll eine gleitende Einspeiseprämie ausgeschrieben werden. Auch für Wasserkraft werden Ausschreibungen bevorzugt. Es besteht jedoch das Risiko, dass es zu wenige Marktteilnehmer hat und zu hohe Preise erzielt würden. Daher wäre eine Lösung mit Cap denkbar. Ausschreibungsbasierte gleitende Einspeiseprämien weisen gegenüber Investitionsbeiträgen zusätzlich folgende Vorteile auf: • Massgeblich für die Höhe der Förderung ist nicht die Marktpreiserwartung zum Zeitpunkt der Investition, sondern der effektive Marktpreisverlauf während der Förderdauer. Steigt der Marktpreis etwa aufgrund steigender Nachfrage, CO₂- oder Brennstoffpreise höher als ursprünglich erwartet an, so reduzieren sich unmittelbar die Förderkosten. • Durch eine gleitende Einspeiseprämie ist es einfach möglich, die Produktion im Winterhalbjahr zu beanreizen. Dies kann dadurch geschehen, dass der wettbewerblich ermittelte Referenz-Vergütungssatz in Wintermonaten um einen bestimmten, bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung vorgegebenen Faktor nach oben und in Sommermonaten nach unten angepasst wird. • Die Ausschreibungen können so grundsätzlich technologieübergreifend stattfinden, da nicht die installierte Leistung pro Kilowatt, sondern die tatsächliche Energieproduktion pro Kilowattstunde entschädigt wird. • Um im Auktionsregime für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch gleiche Voraussetzungen zu schaffen, besteht die Möglichkeit, die gleitende Einspeiseprämie regelmässig um jenen Betrag zu kürzen, der den vermiedenen

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
Gibt es eine Überschneidung, so können die Anlagebetreiber zwischen Einspeisevergütungssystem und Einmalvergütung wählen. 7 Er regelt die weiteren Einzelheiten zum Einspeisevergütungssystem, insbesondere: a. das Antragsverfahren; b. die Vergütungsdauer; c. energetische, ökologische und andere Mindestanforderungen; d. das vorzeitige Erlöschen des Anspruchs auf Teilnahme am Einspeisevergütungssystem; e. den Austritt sowie die Bedingungen für einen vorübergehenden Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem; f. die rechnerische Weiterverteilung der eingespeisten Elektrizität durch die als Mess- und Abrechnungseinheiten tätigen Bilanzgruppen; g. weitere Aufgaben der Bilanzgruppen und der Netzbetreiber, insbesondere eine Pflicht zur Abnahme und Vergütung im Rahmen von Artikel 21 sowie eine allfällige damit zusammenhängende Vorleistungspflicht.	Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen Einspeisevergütung und Einmalvergütung wählen.	<u>und für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen.</u> Gibt es eine Überschneidung mit den Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen Ausschreibungsverfahren für gleitende Einspeiseprämien und Einmalvergütung wählen. 7 unverändert	Netznutzungskosten und Abgaben aus dem Eigenverbrauch entspricht. In einem Regime mit Investitionsbeiträgen ist eine Korrektur demgegenüber höchstens a priori auf der Basis des geschätzten künftigen Eigenverbrauchs und der damit verbundenen geschätzten Kostenminderungen möglich. Der Eigenverbrauchsanteil einer Anlage kann sich aber während der Betriebsdauer massgeblich ändern, etwa mittels nachträglicher Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV). Dies zu überwachen und ggf. nachträglich einen Teil des Investitionsbeitrages zurückzufordern, wäre schwierig. (Aufwändig dies zu tun!) • Eine Angleichung an das System der Nachbarländer (DE & FR) hat den Vorteil, dass die Anreize in der Schweiz zu investieren vergleichbarer werden. Die Realität zeigt derzeit, dass Investitionen (auch von Schweizer Unternehmen) im Ausland getätigt werden. Dort spielt jedoch die einfachere Machbarkeit auch eine Rolle. Das Regime soll grundsätzlich nur für Grossanlagen oder gepoolte Anlagen gelten. Die Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungsbasierte gleitende Einspeiseprämien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren. Die Finanzierung von kleinen Anlagen ist angesichts ihrer Vorteile ohne Abstriche weiterzuführen. Die im europäischen Strombinnenmarkt übliche Unterteilung der Finanzierungsmodelle in Kleinanlagen und Grossanlagen soll auch für die Schweiz gelten.
Art. 20 Teilweise Teilnahme		Art. 20 Teilweise Teilnahme	

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
1 Der Bundesrat kann vorsehen, dass der Betreiber einer Anlage nur mit einem Teil der produzierten Elektrizität, die er nicht selber verbraucht (Art. 16 und 17), am Einspeisevergütungssystem teilnehmen kann, insbesondere wenn es sich um eine grosse Anlage handelt und diese einen erheblichen Teil der Produktion einspeist. 2 Er regelt die Voraussetzungen.		1 Der Bundesrat kann vorsehen, dass der Betreiber einer Anlage nur mit einem Teil der produzierten Elektrizität, die er nicht selber verbraucht (Art. 16 und 17), am <u>Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien</u> Einspeisevergütungssystem teilnehmen kann, insbesondere wenn es sich um eine grosse Anlage handelt und diese einen erheblichen Teil der Produktion einspeist. 2 unverändert 3 <u>Erheblich erweiterte Anlagen nehmen nur im Umfang der dadurch erzielten Mehrproduktion am Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien teil.</u>	
Art. 21 Direktvermarktung 1 Die Betreiber verkaufen ihre Elektrizität selber am Markt. 2 Für einzelne Anlagentypen, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen. 3 Die Einspeisevergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der Einspeiseprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen. 4 Die Einspeiseprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis. 5 Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.		Art. 21 Direktvermarktung 1 unverändert 2 Für <u>Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden</u>, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen. 3 Die gleitende Einspeiseprämien setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der <u>Einspeiseprämie gleitenden Einspeiseprämie</u> für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen. 4 Die <u>Einspeiseprämie gleitende Einspeiseprämie</u> ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.	Ausnahmen vom Grundsatz der Direktvermarktung gibt es nur noch für alte Anlagen.

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
		5 Übersteigt bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu. 6 Bei Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, reduziert sich die gleitende Einspeiseprämie um die durch den Eigenverbrauch vermiedenen Netznutzungsentgelte und Abgaben.	Muss auf alte Anlagen beschränkt werden, sonst haben wir ein CfD-Modell und keine Risikoteilung Die Gleichbehandlung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch kann dadurch erreicht werden, dass die beim Eigenverbrauch vermiedenen Kosten von der gleitenden Marktprämie abgezogen werden.
Art. 22 Vergütungssatz Der Vergütungssatz orientiert sich an den bei der Inbetriebnahme einer Anlage massgeblichen Gestehungskosten von Referenzanlagen. Die Referenzanlagen entsprechen der jeweils effizientesten Technologie; diese muss langfristig wirtschaftlich sein. 2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. 3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere über: a. die Vergütungssätze je Erzeugungstechnologie, Kategorie und Leistungsklasse; b. ein allfälliges einzelfallweises Festlegen des Vergütungssatzes durch das Bundesamt für Energie (BFE) für Anlagen, die nicht sinnvoll einer Referenzanlage zugewiesen werden können; c. eine periodische Überprüfung der Vergütungssätze, unter anderem anhand der jeweiligen Kapitalkosten; d. die Anpassung der Vergütungssätze; e. Ausnahmen vom Grundsatz nach Absatz 2, insbesondere über die Anpassung der Vergütungssätze für bereits am Einspeisevergütungssystem teilnehmende Anlagen, wenn bei der jeweiligen Referenzanlage übermässige Gewinne oder übermässige Verluste erzielt werden.		Art. 22 Vergütungssatz 1 Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen und regelt die Einzelheiten. 2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. Er kann saisonal abgestuft werden. 3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere über: a. streichen b. streichen c. streichen d. streichen e. unverändert	Der Vergütungssatz wird im Grundsatz nur noch über Ausschreibungen und nicht mehr administrativ anhand der Gestehungskosten festgelegt. In Ausnahmefällen, insbesondere in Fällen ungenügender Liquidität, sollte der Bundesrat einzelne Vergütungssätze administrativ festsetzen können (z. B. Übernahme des Ergebnisses von PV-Auktionen auch für andere Technologien)
5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen	5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieranlagen		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
Art. 24 Allgemeine Voraussetzungen und Zahlungsmodalitäten 1 Die Betreiber der folgenden Anlagen können, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen: a. Photovoltaikanlagen: für neue Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen; der Bundesrat kann eine höhere Leistungsobergrenze festlegen; b. Wasserkraftanlagen, ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke: 1. für Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, 2. für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW; c. Biomasseanlagen: für neue Kehrlichtverbrennungs- und neue Klärgasanlagen sowie für neue Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen. 2 Die Ausnahmen für Wasserkraftanlagen nach Artikel 19 Absatz 5 gelten auch im Rahmen dieses Kapitels 3 Die Betreiber können nur einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen, wenn die neue Anlage oder die erheblich erweiterte oder erneuerte Anlage nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden ist. 4 Die Betreiber von Photovoltaikanlagen erhalten den Investitionsbeitrag als einmalige Zahlung (Einmalvergütung). Für die Betreiber von Wasserkraft- und Biomasseanlagen kann der Bundesrat eine gestaffelte Auszahlung vorsehen	Art. 24 Grundsatz Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.	Art. 24 1 Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. <u>Dieser Investitionsbeitrag ist gemessen am Beitrag zur Winterproduktion abzustufen.</u> <u>2 Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibungsverfahren für gleitende Einspeiseprämien (Art. 19) teilnehmen können.</u>	
Art. 25 Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen 1 Die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe a beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen. 2 Der Bundesrat legt die Ansätze fest; er kann Kategorien bilden.	Art. 25 Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen 1 Für neue und erheblich erweiterte Photovoltaikanlagen kann ein Investitionsbeitrag (Einmalvergütung) in Anspruch genommen werden. 2 Die Einmalvergütung beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
	massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen. 3 Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, kann die Einmalvergütung in Abweichung von Absatz 2 bis zu 60 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen betragen.		
	Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung 1 Für neue Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird. 2 Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, und für Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, kann er je separate Auktionen mit unterschiedlichen Bedingungen vorsehen. 3 Der Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung ist das Hauptkriterium für den Zuschlag. Der Bundesrat kann weitere Kriterien vorsehen. 4 Der Bundesrat kann vorsehen, dass eine Sicherheitsleistung von bis zu 10 Prozent dessen zu hinterlegen ist, was die Einmalvergütung für die gesamte gebotene Menge betragen würde. 5 Er kann Sanktionen von bis zu 10 Prozent dessen vorsehen, was die Einmalvergütung für die gesamte gebotene Menge betragen würde, insbesondere für den Fall, dass ein Projekt: a. nicht innerhalb der gesetzten Frist realisiert wird; b. die zugesicherten Ziele nicht oder nur teilweise erreicht; c. die im Angebot zugesicherten Eigenschaften nicht oder nur teilweise aufweist.	<i>streichen</i>	Einmalvergütungen soll es nur noch für Kleinanlagen geben. Dort sind Auktionen jedoch nicht sinnvoll.

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
	5 Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 gelten nicht für Nebennutzungsanlagen. 6 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss Absatz 1 ausnehmen, sofern sie: a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind. 7 Das UVEK bezeichnet Anlagen, die aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Ziele nach Artikel 2 Absatz 2 bei der Gewährung des Beitrags nach Absatz 1 Buchstaben a und b prioritär behandelt werden.		Abs. 7 : Diese Priorisierungsmöglichkeit dies durch den Bundesrat und nicht durch das Departement zu erfolgen hat. Im Weiteren sollten die Kriterien für eine Priorisierung konkretisiert werden, denn die gemäss Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Mengenziele pro Jahr nach Art. 2 Abs. 2 sind im Hinblick auf die Versorgungssicherheit nicht sachgerecht. Vielmehr ist – wie in den Erläuterungen des Bundesrates erwähnt – der Beitrag an die Versorgung im Winter zu priorisieren.
		Art. 26a Bedingte Investitionsbeiträge für Erneuerungen von Wasserkraftanlagen 1 Für erhebliche Erneuerungen von Wasserkraftanlagen von mindestens 5 MW kann ein bedingter Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. 2 Die Auszahlung kann jeweils 5, 10, 15 und 20 Jahre nach Inbetriebnahme für jeweils 15% der anrechenbaren Investitionskosten beantragt werden (insgesamt max. 60%), falls die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.	Anders als im erläuternden Bericht dargestellt werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt. (1) Bei fehlender Rentabilität werden anstelle von echten Erneuerungen nur Notreparaturen vorgenommen. Die Zunahme von ungeplanten Ausfällen wird dabei bewusst in Kauf genommen. Dies geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit. (2) Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nun möglicherweise nicht erfolgen werden. Die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind gefährdet. Mit den alternativ vorgeschlagenen bedingten Investitionsbeiträgen sollen Erneuerungsinvestitionen und damit die Versorgungssicherheit sichergestellt werden, indem für diese Investitionen ein Teil des Marktrisikos versichert wird.

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1 Der Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe c wird im Einzelfall bestimmt. Er beträgt höchstens 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 2 Der Bundesrat legt die Bemessungskriterien und Ansätze fest. Er kann für Investitionen in Klärgasanlagen unterhalb einer bestimmten Schwelle Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip festlegen.	Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1 Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. 2 Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3 Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für: a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen; c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.		Ausser sie beziehen gleitende Einspeiseprämie.
	Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen 1 Für neue Windenergieanlagen in einer nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung (Windpark) kann, wenn der Windpark eine Leistung von mindestens 10 MW aufweist, ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. 2 Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3 Für Windmessungen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Windmessungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen. 4 Für einzelne Windenergieanlagen kann abweichend von Absatz 1 ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden, wenn der Standortkanton den Bau von einzelnen Windenergieanlagen vorsieht.	3 Für die Projektierung von neuen <u>Windenergieanlagen und für Windmessungen</u> kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren <u>Windmessungskosten Projektierungskosten</u> und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.	3 Für Windkraftanlagen sollten bezüglich der Projektierungskosten die gleichen Regelungen gelten wie bei Wasserkraftwerken und Geothermieranlagen. Sie tragen zur Winterproduktion bei.
	Art. 27b Investitionsbeiträge für Geothermieranlagen		Ausser sie beziehen gleitende Einspeiseprämie

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
	1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für: a. die Prospektion von geothermischen Ressourcen; b. die Erschliessung von geothermischen Ressourcen; c. neue Geothermieranlagen. 2 Jeder Beitrag beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3 Für die Projektierung von neuen Geothermieranlagen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 Buchstabe c abgezogen.		
Art. 28 Baubeginn 1 Wer einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen will, darf mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten erst beginnen, nachdem das BFE eine Zusicherung abgegeben hat. Das BFE kann einen früheren Baubeginn bewilligen. 2 Wer ohne Zusicherung oder ohne Bewilligung eines früheren Baubeginns mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten einer Wasserkraft- oder einer Biomasseanlage beginnt, erhält keinen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27. 3 Der Bundesrat kann diese Regeln auf die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung ausdehnen.	1 Wer einen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel in Anspruch nehmen will, darf mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten erst beginnen, nachdem das BFE eine Zusicherung abgegeben hat. Das BFE kann einen früheren Baubeginn bewilligen. 2 Wer ohne Zusicherung oder ohne Bewilligung eines früheren Baubeginns mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten einer Anlage beginnt, erhält keinen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel.		
Art. 29 Bedingungen und Einzelheiten 1 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten für die Einmalvergütung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27, insbesondere: a. das Antragsverfahren; b. die Ansätze für die Einmalvergütung und für die Investitionsbeiträge, einschliesslich der anrechenbaren Kosten, wobei er für die	Art. 29 Einzelheiten 1 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten für die Investitionsbeiträge nach diesem Kapitel, insbesondere:		Eventualantrag bei Beibehaltung Investitionsbeiträgen: Bei der Bestimmung der anrechenbaren Kosten sind die Kapitalkosten (WACC) einer der wichtigsten Parameter. Der in der Vergangenheit vom UVEK festgelegte WACC ist dabei bei Neuanlagen und erheblichen Erweiterungen deutlich zu tief, insbesondere im Vergleich zu den

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
verschiedenen Technologien unterschiedliche Berechnungsmethoden vorsehen kann; c. die periodische Überprüfung und Anpassung dieser Ansätze; d. die Kriterien, anhand derer beurteilt wird, ob eine Erweiterung oder Erneuerung einer Anlage erheblich ist; e. die Kriterien, anhand derer Neuanlagen von erheblichen Erweiterungen oder Erneuerungen unterschieden werden. 2 Bei der Festlegung der Ansätze und bei deren allfälliger Anpassung ist sicherzustellen, dass die Einmalvergütung und die Investitionsbeiträge die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht übersteigen. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gestehungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis. 3 Der Bundesrat kann ausserdem vorsehen: a. energetische, ökologische und andere Mindestanforderungen; b. die Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlagen; c. eine Rückforderung der Einmalvergütung oder der Investitionsbeiträge, namentlich wenn die Bedingungen des Energiemarktes zu einer übermässigen Rentabilität führen; d. die für eine Einmalvergütung nötige Mindestgrösse einer Anlage; e. Höchstbeiträge; f. einen Ausschluss oder eine Kürzung der Einmalvergütung oder der Investitionsbeiträge, wenn anderweitig eine Finanzhilfe ausgerichtet wurde; g. eine Mindestdauer, während der ein Betreiber für eine Anlage, für die er schon eine Einmalvergütung oder einen Investitionsbeitrag erhalten hat, nicht erneut eine solche oder einen solchen in Anspruch nehmen kann.	2 Aufgehoben 3 Der Bundesrat kann zudem insbesondere vorsehen: h. unterschiedliche Kategorien innerhalb der einzelnen Technologien; i. Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip für Investitionsbeiträge nach Art. 26–27b bei bestimmten Leistungsklassen; j. die Herabsetzung der Obergrenze von Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe c; k. dass Projektanten, die einen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel erhalten, dem Bund Daten und		<i>Kapitalkosten bestehender Anlagen. Der gleiche Kapitalkostensatz wird bekanntlich auch bei der Berechnung der Gestehungskosten von bestehenden Anlagen beigezogen. Gründe für diese Aussage:</i> <i>Laufzeit</i> <i>Die Laufzeit der Bonds sollte der Laufzeit des Projektes entsprechen. Bei Hydroprojekten haben wir üblicherweise sehr lange Laufzeiten (50 bis 80 Jahre). 10 Jahr Bondlaufzeit zur Herleitung des risikolosen Zinssatzes scheint uns dagegen sehr kurz. Das gleiche gilt für die Herleitung des Fremdkapitalzinses (Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von 5 Jahren).</i> <i>Peer Gruppe</i> <i>Die Peer Gruppe sollte grundsätzlich dem Risikoprofil des Projektes angepasst werden. Diversifizierte, europäische Energieunternehmen weisen aus unserer Sicht ein tieferes Risikoprofil als Wasserkraftinvestitionen aus. Eine angemessenere Peer Gruppe sollte daher zu einem höheren WACC führen.</i> <i>Beispiel: für den Neubau eines Wasserkraftwerkes sollte die Peer Gruppe so zusammengestellt werden, dass diese ebenfalls Greenfield Risiken enthält (z.B. durch die Wahl von Projektentwickler als Peer Gruppe).</i> <i>Size Premium</i> <i>Die Grösse spielt grundsätzlich eine Rolle bei der Renditeerwartung. Je kleiner die Investition desto grösser sollte der WACC sein. Investitionen in Wasserkraftwerke in der Schweiz sind im Vergleich zur Marktkapitalisierung von europäischen Versorgern klein. Ein höherer WACC ist somit gerechtfertigt.</i> <i>Illiquidität der Assets</i> <i>Die Berechnung des WACCs basiert auf liquiden Aktien von europäischen Energieversorgern. Diese Aktien sind</i>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
	Informationen, die im öffentlichen Interesse stehen, zur Verfügung stellen müssen.		<i>sehr schnell und ohne grössere Kosten veräusserbar.</i> • <i>Investition in Wasserkraft weist jedoch eine hohe Illiquidität auf. Der Verkauf solcher Investitionen ist langwierig und verursacht hohe Kosten. Ein Aufschlag beim WACC ist daher gerechtfertigt.</i>
6. Kapitel: Besondere Unterstützungsmassnahmen			
Art. 30 Marktpremie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen 1 Die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW können für die Elektrizität aus diesen Anlagen, die sie am Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, eine Marktpremie in Anspruch nehmen, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36). Die Marktpremie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, beträgt aber höchstens 1,0 Rappen/kWh. Müssen nicht die Betreiber selbst das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern ihre Eigner, so steht diesen anstelle der Betreiber die Marktpremie zu, sofern die Betreiber diese Risikotragung bestätigen. 2 Müssen nicht die Eigner ihrerseits das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern Elektrizitätsversorgungsunternehmen, weil sie vertraglich zum Bezug der Elektrizität zu Gestehungskosten oder ähnlichen Konditionen verpflichtet sind, so steht diesen Unternehmen anstelle der Eigner die Marktpremie zu, sofern die Eigner diese Risikotragung bestätigen. 3 Die Berechtigten stellen im gleichen Gesuch Antrag für sämtliche zur Marktpremie berechtigende Elektrizität in ihrem Portfolio, auch wenn diese von verschiedenen Anlagen oder Betreibern stammt. 4 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere: a. die Ermittlung von Referenzpreisen, die als Marktpreis heranzuziehen sind und die auch für ausserbörslich gehandelte Elektrizität gelten; b. eine allfällige Berücksichtigung weiterer relevanter Erlöse; c. die anrechenbaren Kosten und deren Ermittlung;			
	4 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
d. eine allfällige Delegation an das BFE zur näheren Bestimmung der gesamten Erlöse und Kosten, einschliesslich der Kapitalkosten; e. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2); f. das Verfahren, einschliesslich der einzureichenden Unterlagen, die Auszahlungsmodalitäten und die Zusammenarbeit zwischen dem BFE und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom); g. Offenlegungspflichten von nicht selber anspruchsberechtigten Betreibern und Eignern; h. die spätere ganze oder teilweise Rückforderung der Marktprämie, insbesondere wegen unrichtiger oder unvollständiger Angaben. 5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem.	e. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für erhebliche Erweiterungen (Art. 26 Abs. 1 Bst. b);		
7. Kapitel: Netzzuschlag			
1. Abschnitt: Erhebung, Verwendung und Netzzuschlagsfonds			
Art. 35 Erhebung und Verwendung 1 Die Vollzugsstelle gemäss Artikel 64 erhebt von den Netzbetreibern einen Zu-schlag auf dem Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz (Netzzuschlag) und legt ihn in den Netzzuschlagsfonds (Art. 37) ein. Die Netzbetreiber können den Netzzuschlag auf die Endverbraucherinnen und Endverbraucher überwälzen. 2 Mit dem Netzzuschlag werden finanziert: a. die Einspeiseprämie nach Artikel 21 im Einspeisevergütungssystem und die damit verbundenen Abwicklungskosten; b. die nicht durch Marktpreise gedeckten Kosten für Einspeisevergütungen nach bisherigem Recht; c. die nicht durch Marktpreise gedeckten Kosten für die Mehrkosten-Vergütungen nach Artikel 73 Absatz 4; d. die Einmalvergütung nach Artikel 25 und die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27; e. die Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen nach Artikel 30;	2 Mit dem Netzzuschlag werden finanziert: d. die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel;		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
f. die Kosten der wettbewerblichen Ausschreibungen nach Artikel 32; g. die Geothermie-Erkundungsbeiträge und die Verluste aus Geothermie-Garantien nach Artikel 33; h. die Entschädigung nach Artikel 34; i. die jeweiligen Vollzugskosten, insbesondere die notwendigen Kosten der Vollzugsstelle; j. die Kosten des BFE, die diesem aus seinen Aufgaben gegenüber der Vollzugsstelle entstehen. 3 Der Netzzuschlag beträgt höchstens 2,3 Rappen/kWh. Der Bundesrat legt ihn bedarfsgerecht fest.	g. die Verluste aus Geothermie-Garantien nach Artikel 33;		
Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste 1 Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten: a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die: 1. wettbewerblichen Ausschreibungen, 2. Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien, 3. Entschädigung nach Artikel 34; b. ein über die letzten fünf Jahre gemittelter Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW; c. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen. 2 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für die Betreiber von Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (Photovoltaik-Kontingent). Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung bei der Photovoltaik einerseits und bei den übrigen Technologien andererseits Rechnung. Es berücksichtigt überdies die Belastung der Elektrizitätsnetze sowie die Speichermöglichkeiten. 3 Es kann auch für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung, für die Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen an Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10	Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste 1 Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten: a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die: 1. wettbewerblichen Ausschreibungen, 2. Geothermie-Investitionsbeiträge und -Garantien, 3. Entschädigung nach Artikel 34; b. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 Absatz 1 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW. 2 Für Wasserkraftanlagen nach Artikel 26 Absatz 7 können die Mittel nach Absatz 1 Buchstabe b, die für die gesamte Dauer der Fördermassnahme zur Verfügung stehen werden, jederzeit verwendet werden. 3 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Photovoltaik-Kontingent). Es kann auch für die übrigen Technologien Kontingente festlegen. Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung Rechnung. 4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel Wartelisten vorsehen. Für deren		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
MW und für die Investitionsbeiträge für sämtliche Biomasseanlagen die zur Verfügung stehenden Mittel festlegen (Kontingente), wenn dies nötig ist, um ein Missverhältnis zwischen diesen Kosten und denjenigen für das Einspeisevergütungssystem zu vermeiden. 4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für das Einspeisevergütungssystem, für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27 Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.	Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen		
Art. 38 Auslaufen der Unterstützungen 1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar: a. des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes: im Einspeisevergütungssystem; b. des Jahres 2031 für: 1. Einmalvergütung nach Artikel 25, 2. Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27, 3. wettbewerbliche Ausschreibungen nach Artikel 32, 4. Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien nach Artikel 33. 2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.	1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar: b. des Jahres 2036 für: 1. Einmalvergütungen nach den Artikeln 25 und 25a, 2. Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26–27b, 4. Geothermie-Garantien nach Artikel 33.	2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes <u>Ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der vollständigen Marktöffnung (Art. 6 StromVG)</u> können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.	Mit der Marktprämie wird auch die Priorisierung der Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG) sowie generell die Priorisierung heimischer erneuerbarer Energie (Art. 6 Abs. 5bis StromVG) in der Grundversorgung bis zur Marktöffnung weitergeführt und es wird ein weiterer Systemwechsel in der Grundversorgung vor der Marktöffnung verhindert. Die Marktprämie selbst ist mindestens weiterzuführen bis die gemäss Art. 30 Abs. 5 EnG vorgesehen marktnahen Instrumente für die Grosswasserkraft in Kraft treten. Dies ist für den Fall, dass die Revisionen von EnG und StromVG nicht auf 2023 in Kraft treten.
11. Kapitel: Untersuchung der Wirkungen und Datenbearbeitung			

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
von Elektrizität aus Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen (Mehrkostenfinanzierung), gelten die Anschlussbedingungen nach Artikel 7 des bisherigen Rechts in der Fassung vom 26. Juni 1998: a. für Wasserkraftanlagen bis zum 31. Dezember 2035; b. für alle übrigen Anlagen bis zum 31. Dezember 2025. 5 Die ElCom kann bei Verträgen nach Absatz 4, die die Abnahme von Elektrizität aus Wasserkraftanlagen regeln, in Einzelfällen die Vergütung angemessen reduzieren, wenn zwischen Übernahmepreis und Produktionskosten ein offensichtliches Missverhältnis besteht.			
	Art. 75a Übergangsbestimmung zur Änderung vom ... 1 Wurde dem Betreiber einer Photovoltaikanlage die Einmalvergütung oder dem Betreiber einer Wasserkraft- oder Biomasseanlage der Investitionsbeitrag vor dem Inkrafttreten der Änderung vom ... dem Grundsatz nach zugesichert, so steht ihm diese weiterhin zu. Es gelten die Bestimmungen des 5. Kapitels des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016. 2 Die bis zum letzten Stichtag vor Inkrafttreten der Änderung vom ... eingereichten vollständigen Gesuche um Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, werden nach den Bestimmungen des 5. Kapitels des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016 beurteilt. 3 Die bis zum Inkrafttreten der Änderung vom ... eingereichten vollständigen Gesuche um einen Investitionsbeitrag für bestehende Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW oder für Biomasseanlagen werden nach den Bestimmungen des 5. Kapitels des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016 beurteilt. 4 Wer vor Inkrafttreten der Änderung vom ... ein Gesuch für einen Geothermie-		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3.4.2020	Antrag FMV	Bemerkung/Begründung
	Erkundungsbeitrag oder für eine Geothermie-Garantie nach Artikel 33 des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016 eingereicht oder bereits einen entsprechenden Vertrag abgeschlossen hat, kann beim BFE bis sechs Monate nach Inkrafttreten dieser Änderung anstelle des Geothermie-Erkundungsbeitrags oder der Geothermie-Garantie einen Investitionsbeitrag nach Artikel 27b Absatz 1 Buchstabe b beantragen.		

Office fédéral de l'énergie

Division Efficacité énergétique et énergies
renouvelables
Service Aide à la conduite
3003 Berne

Email : EnG@admin.bfe.ch

Granges-Paccot, le 2 juillet 2020

Détermination sur la révision de la Loi sur l'énergie

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de la possibilité qui nous est offerte de nous déterminer sur la révision de la Loi sur l'énergie dans le cadre de la procédure de consultation. Groupe E compte parmi les plus grandes entreprises d'approvisionnement en énergie de Suisse romande et est actif dans toute la chaîne de création de valeur de l'économie électrique, ainsi que notamment dans le gaz, les chauffages à distance et l'efficacité énergétique. Il a un réel intérêt à des conditions cadres efficaces pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050.

Nous nous réjouissons de saisir cette opportunité pour vous présenter nos principales observations.

1. Poursuite des mesures d'encouragement

Groupe E salue l'intention du Conseil fédéral d'inciter davantage les investissements dans les installations de production d'électricité nationales et de renforcer la sécurité de l'approvisionnement à long terme en Suisse. La prorogation de l'encouragement proposée est nécessaire à la promotion du développement des énergies renouvelables en Suisse.

Le modèle d'encouragement des contributions d'investissement a fait ses preuves pour les énergies photovoltaïque et hydraulique. Il est donc judicieux de les maintenir jusqu'en 2035 tout en proposant des adaptations ponctuelles.

Le Conseil fédéral envisage de remplacer le modèle de rétribution de l'injection, qui arrive à échéance, par des contributions d'investissement. Il est juste d'envisager des mesures d'encouragement pour les centrales éoliennes, géothermiques et de biogaz ainsi que pour les petites centrales hydroélectriques pour la période à partir de 2023 et de les amener plus proches du marché. Pour ce qui est de l'énergie éolienne, toutefois, nous craignons que les fonds d'encouragement envisagés ne déclenchent pas les investissements souhaités. Nous recommandons donc d'examiner des mesures de soutien alternatives. Il convient en outre de prévoir des délais de transition appropriés pour le remplacement du système d'encouragement, afin que les projets en phase de

Référence:

Secrétariat général
Conseils Juridiques
et Affaires réglementaires
Susanne Michel
Avocate

T + 41 26 352 54 55

F + 41 26 352 51 99

susanne.michel@groupe-e.ch

Groupe E SA

Route de Morat 135
CH-1763 Granges-Paccot
T +41 26 352 52 52
F +41 26 352 51 99
groupe-e.ch

planification puissent continuer à compter sur la contribution sur laquelle se fonde leur décision d'investissement.

Quant au secteur de l'énergie solaire, la concurrence doit être renforcée par des appels d'offres pour les grandes installations photovoltaïques. Ceci permet une utilisation efficace des moyens d'encouragement, ce qu'il convient de saluer. Pour les installations avec consommation propre, une comparaison pertinente, et donc une concurrence équitable, entre les installations n'est guère possible, si bien que nous recommandons de restreindre les appels d'offres aux installations sans consommation propre.

2. Objectifs de développement

Des objectifs de développement à long terme permettent une continuité. Nous saluons la détermination d'objectifs de développement jusqu'en 2050, liée à un monitoring exercé par le Conseil fédéral. Ceci doit permettre de remplacer la production d'énergie issue du nucléaire, par de nouvelles capacités de production nationales. S'il s'avère que les objectifs de développement ne sont pas atteints, le Conseil fédéral devra proposer de nouvelles mesures nécessaires.

Le projet de loi vise en premier lieu le développement des capacités de production. Cependant, le renouvellement des centrales électriques existantes est au moins aussi important, ce d'autant plus dans une période où il y aura lieu de substituer l'énergie nucléaire. Cette question est particulièrement pertinente dans le cas de la grande hydraulique, où les prix bas du marché associés à une charge fiscale élevée ont pour effet une insuffisance des investissements nécessaires à la rénovation. Il faudrait dès lors soutenir les rénovations notables indépendamment de la taille de l'installation.

3. Détails des mesures d'encouragement

3.1 Énergie photovoltaïque

Nous accueillons favorablement la poursuite de l'encouragement au moyen de contributions d'investissement ainsi que l'adaptation des contributions maximales pour les grandes installations photovoltaïques sans consommation propre. En effet, le système d'encouragement actuel permet uniquement l'exploitation commerciale d'installations photovoltaïques avec une consommation propre élevée. Ceci mène à des installations de taille réduite, optimisée pour la consommation propre. Cette tendance sera contrebalancée par l'augmentation des contributions maximales pour les grandes installations.

Parallèlement, des appels d'offres doivent permettre à l'organisation des contributions pour les grandes installations photovoltaïques de tendre vers une meilleure concurrence, ce qui est pertinent pour les installations photovoltaïques sans consommation propre. Pour les installations avec consommation propre, le taux de consommation propre a un impact significatif sur leur compétitivité. Toutefois, celui-ci ne peut être déterminé à l'avance et peut fortement varier après la mise en service des installations. Il ne serait ainsi guère possible d'établir des critères vérifiables pour les appels d'offres concernant les installations avec consommation propre. Par conséquent, nous demandons d'y renoncer. Les mises aux enchères doivent être effectuées à partir d'une certaine taille d'installations. Nous recommandons que la limite soit fixée à une puissance de 500 kW.

3.2 Énergie hydraulique

La force hydraulique est l'épine dorsale de la production d'électricité indigène et joue un rôle central pour la sécurité de l'approvisionnement. Par conséquent, le Conseil fédéral propose une augmentation des moyens d'encouragement disponibles pour les nouvelles constructions et les agrandissements de centrales hydroélectriques et soutient dorénavant également les coûts de planification de projet très élevés portant sur de nouvelles constructions ou des agrandissements. Il convient de saluer ces mesures, tout comme la possibilité donnée au DETEC de désigner des installations prioritaires.

On peut toutefois se demander si ces mesures permettront d'atteindre les objectifs de développement fixés par la Confédération. Avec la structure actuelle des contributions d'investissement, les prévisions des autorités fédérales concernant l'évolution à long terme des prix de l'électricité ainsi que le taux de rendement des fonds propres fixé par le DETEC sont les principaux facteurs d'influence du montant des contributions d'investissement. Cette réglementation rigide ne permet pas d'atteindre l'objectif d'une utilisation optimale des subventions. Si l'investisseur juge les risques plus élevés que ne le fait la Confédération, les projets ne seront pas réalisés. Inversement, il existe un risque de surfinancement. Nous recommandons l'introduction d'appels d'offres, de la même manière que pour le photovoltaïque. Outre une utilisation plus efficace des moyens, les appels d'offres présenteraient l'avantage de permettre aux investisseurs d'intégrer leurs propres prévisions dans leurs offres, de sorte que les projets seraient effectivement mis en œuvre en cas d'adjudication par la Confédération.

Avec une part de près de 60 %, la force hydraulique contribue de manière significative à la production nationale d'électricité. Environ 500 MCHF par an sont nécessaires pour garantir le maintien de ces installations. Les prix bas du marché et redevances hydrauliques toujours élevée ont eu pour effet une diminution significative des investissements au cours de ces dernières années. L'ouverture complète du marché renforce la pression sur les coûts avec le risque que les investissements nécessaires au maintien des centrales hydroélectriques existantes ne soient pas réalisés dans une mesure suffisante, ce qui impacterait de manière négative la sécurité de l'approvisionnement. Dans ce contexte, il nous paraît inapproprié d'exclure, à l'avenir, les rénovations notables d'installations d'une puissance de plus de 5 MW de l'encouragement. Nous demandons que le soutien aux investissements de rénovation soit apporté indépendamment de la taille des installations. Nous rappelons également que système des redevances hydrauliques basé sur des montants fixes n'est plus adapté et qu'il convient de le flexibiliser.

3.3 Énergie éolienne

L'énergie éolienne s'est imposée en tant qu'énergie renouvelable dans nos pays voisins. Pour la Suisse, un potentiel de développement de 9 TWh est prévu d'ici 2050. Les deux tiers de l'énergie produite le sont en hiver, ce qui pourrait contribuer de manière significative à la sécurité de l'approvisionnement (Windenergiestrategie: Winterstrom & Klimaschutz, Analyse und Aktualisierung des Potenzials der Windenergie in der Schweiz, Swiss Eole in Zusammenarbeit mit EnergieSchweiz und BFE, 2020, p. 28). Cependant, l'énergie éolienne est encore en phase de démarrage en Suisse, malgré une technologie aboutie.

L'aménagement du cadre législatif et des mesures d'encouragement sera déterminant pour que l'énergie éolienne s'impose à l'avenir en Suisse. Le cadre législatif actuel engendre des surcoûts significatifs ainsi que des procédures d'autorisation d'une durée excessive par rapport à des projets comparables situés dans les pays voisins. Il convient de réduire ces obstacles.

À partir de 2023, des contributions d'investissement doivent soutenir des nouveaux projets de parcs éoliens. Il s'agit ainsi de remplacer les prix d'achat fixes par des contributions uniques. Les investisseurs sont ainsi incités à exploiter leurs installations en fonction des besoins du marché. Le principe est juste. Selon nos connaissances actuelles, les contributions d'encouragement prévues ne permettent toutefois pas encore d'assurer la viabilité économique des parcs éoliens. Un soutien supplémentaire à l'énergie éolienne sera donc nécessaire pour qu'elle s'impose. Ce soutien pourrait cibler de manière spécifique la production hivernale. Il reste à voir si la révision prévue par le Conseil fédéral de l'art. 9 LApEI et l'introduction d'appels d'offres pour soutenir la sécurité de l'approvisionnement permettent à conférer le soutien supplémentaire nécessaire à l'énergie éolienne en Suisse.

Comme pour l'énergie hydraulique, nous saluons l'introduction des contributions pour la phase d'étude de projet. Celles-ci ne devraient toutefois pas se limiter à des mesures de vent, mais, comme pour la réglementation relative à l'énergie hydraulique, se rapporter à l'ensemble des coûts d'étude de projet.

En raison de la longueur des procédures, un très grand nombre de parcs éoliens sont actuellement en phase de planification. En l'absence de dispositions transitoires appropriées, un changement de modèle d'encouragement pourrait provoquer la non réalisation de ces projets. Nous recommandons que les projets qui ont obtenu une garantie de principe quant à la participation au système de rétribution de l'injection, conformément à l'art. 22 OEnER, bénéficient d'un soutien par le biais de ce modèle d'encouragement existant. Nombre de ces projets bénéficient d'une prolongation des délais. Il convient, bien entendu, de continuer à les accorder.

3.4 Biomasse

Nous saluons l'augmentation à 60 % des contributions d'investissement allouées pour les installations de biomasse. En revanche, il ne nous semble pas approprié d'exclure des mesures d'encouragement les usines d'incinération des déchets, les stations d'assainissement et les installations utilisant en partie des combustibles ou des carburants fossiles, au motif que les systèmes de taxes peuvent entièrement couvrir les coûts d'exploitation de ces installations.

Le potentiel de la biomasse est déjà relativement bien exploité aujourd'hui. L'ancien modèle de rétribution de l'injection couvre tous les frais de nombreuses installations, avec une fin prévisible de l'encouragement. Ces installations sont soumises à des coûts d'exploitations élevés qui ne peuvent être couverts sans subvention. Le maintien à long terme de ces installations n'est ainsi pas assuré sans soutien.

4. Autres points

4.1 Instruments complémentaires pour la sécurité de l'approvisionnement

Un développement de la production d'électricité suisse, tel que visé par le projet de loi sur l'énergie, n'est pas encore à même d'assurer la sécurité de l'approvisionnement à tout moment. Il est dès lors justifié de prévoir des mesures spécifiques à la sécurité de l'approvisionnement dans le cadre de la révision de la LApEI. Nous saluons l'intention du Conseil fédéral de créer une réserve de stockage en vue d'assurer la sécurité de l'approvisionnement à court terme ainsi qu'un instrument visant la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme, par le biais d'appels d'offres portant sur la production d'électricité locale hivernale. En fonction de l'aménagement de cette mesure, les centrales qui contribuent de façon significative à la sécurité de l'approvisionnement pourraient en outre se voir renforcées. Les mesures visant la sécurité de l'approvisionnement devraient être indépendants du type de technologies.

4.2 Garantir la priorité des énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base

Pour l'ouverture totale du marché de l'électricité, pour laquelle le Conseil fédéral impose un produit standard basé exclusivement sur des énergies renouvelables locales pour l'approvisionnement de base, il conviendrait d'adopter une réglementation transitoire garantissant le maintien de la priorité de la production renouvelable conformément à l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI, et ce même après la disparition de la prime de marché.

4.3 Pas de retour en arrière dans l'approvisionnement de base

La possibilité de revenir à l'approvisionnement de base est liée, pour les gestionnaires de réseau de distribution, à des risques importants et non couverts. Dans l'approvisionnement de base, ils doivent se couvrir, en raison de suppositions, avec une quantité hypothétique d'énergie requise et fixer les prix sur cette base. Les consommateurs finaux peuvent alors choisir chaque année entre l'approvisionnement de base et le marché, selon ce qui est le plus avantageux pour eux. Le risque lié au volume en cas de meilleurs prix de marché ainsi que le risque lié au prix, lorsqu'il faut acheter des volumes d'énergie supplémentaires à des prix de marché plus élevés, sont toujours supportés par le gestionnaire de réseau de distribution. Nous demandons donc qu'en vertu du principe « une fois libre, toujours libre », il soit renoncé à la possibilité de revenir à l'approvisionnement de base.

4.4 Changement de système pour les obligations de reprise et de rétribution

Les obligations de reprise et de rétribution pour les gestionnaires de réseau de distribution sont incompatibles avec une ouverture complète du marché de l'électricité. Au lieu de cela, la reprise et la rétribution du courant doivent être assumées par un organe centralisé indépendant qui reprendra auprès des producteurs l'énergie fournie selon des règles uniformes et la vendra sur le marché.

4.5 Centre de données

Groupe E soutient la création d'une plateforme de données qui permettent le traitement centralisé des données de base, des processus de changement et du

routage ainsi que, de manière proactive, l'évolution ultérieure vers des hubs de données de mesure en préparation d'une ouverture complète du marché de l'électricité.

Par « centrale », Groupe E entend une solution qui permet la communication des données à l'échelle de la Suisse. Le développement doit être régi par le droit privé, toute réglementation étatique devant se limiter à établir le cadre légal. La solution centrale doit en outre être exploitée de façon non-discriminatoire. Leurs exploitants seront responsables de la sécurité et de la protection des données.

4.6 Électricité de proximité sans règles spécifiques

Groupe E soutient les efforts du Conseil fédéral pour une meilleure intégration de la production d'électricité décentralisée dans le marché de l'électricité. Les solutions locales rendent possible l'innovation. Avec l'ouverture complète du marché, les producteurs d'énergie doivent pouvoir offrir leur énergie à des consommateurs finaux à proximité. Afin d'assurer une tarification respectant le principe de causalité, il convient de renoncer à établir des groupes de clients spécifiques sans justification technique. Les tarifs d'utilisation de réseau devraient offrir à tous les consommateurs de manière égale des incitations à une utilisation efficace du réseau. En effet, tous les niveaux du réseau électrique sont indispensables pour assurer l'approvisionnement en électricité. Les coûts générés par les participants à l'électricité de proximité ne doivent pas être répercutés sur les autres consommateurs finaux.

4.7 Systèmes de mesure

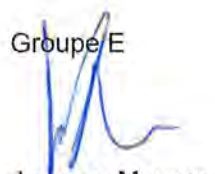
En approuvant la Stratégie énergétique 2050, il a été convenu un déploiement de smart meter d'ici 2028. Celui-ci doit favoriser l'innovation. Parallèlement, la répartition des coûts a été uniformisée par l'intégration du système de la mesure pour tous les groupes de clients, y compris les producteurs, dans les charges de réseau. Le système de mesure est ainsi réglementé de manière cohérente. En revanche, une libéralisation nécessiterait une réglementation complexe et coûteuse. Une multiplication des systèmes de mesure et des prestataires correspondants ne favorisera pas forcément l'innovation, mais peut tout aussi bien l'entraver. En résumé, une libéralisation n'engendre aucun bénéfice économique global, si bien que Groupe E rejette toute libéralisation du système de mesure. Nous renvoyons à cet égard à notre prise de position sur la révision de la LApEl.

* * *

Nous vous remercions de prendre en compte nos observations lors du traitement ultérieur du dossier et demeurons à votre entière disposition pour toute question.

En vous souhaitant bonne réception de la présente, nous vous prions d'agréer, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, nos salutations distinguées.

Groupe E



Jacques Mauron
Directeur général



Pierre Oberson
Secrétaire général

Stellungnahme zur Vernehmlassung «Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)»

H₂ Energy AG

Problematik der Stromspeicherung

Mit der Vorlage zum revidierten Energiegesetz verlängert / verfeinert der Bund die Fördermassnahmen für die Produktion von erneuerbarem Strom in der Schweiz bis 2035. Das ist aus unserer Sicht der richtige Weg, um den Schweizer Strommix CO₂-neutral zu machen und eine Elektrifizierung weiterer Bereiche wie Verkehr und Wärmeerzeugung zu ermöglichen.

In der Revision des Energiegesetzes wird die Thematik der Stromspeicherung nicht umfassend angesprochen. Allein bei der Priorisierung der Fördermassnahmen werden Optionen offengelassen, um Anlagen mit verstärktem «Winterstrompotential» gezielter zu fördern (Art. 25 a, Abs. 3 & Art. 36, Abs. 4).

Ganzheitliche Dekarbonisierung

Um bis 2050 CO₂ neutral zu werden, muss die Schweiz nicht nur ihren Strom, sondern auch alle anderen Bereiche dekarbonisieren, wobei der Stromverbrauch lediglich 25%⁵ des Schweizer Endenergieverbrauchs ausmacht. Auf die Umsetzung der Dekarbonisierung der restlichen 75% wird im revidierten Energiegesetz nicht eingegangen, obwohl dies die grösste zu erfüllende Herausforderung darstellt.

Empfehlung an den Bundesrat

H₂ Energy AG empfiehlt dem Bundesrat, die Thematik der Stromspeicherung und der ganzheitlichen Dekarbonisierung ins Energiegesetz aufzunehmen und so die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen. Ohne Stromspeicherung wird die Schweiz diese Ziele nicht erreichen können, wie auf der 2. & 3. Seite ausgeführt wird. Empfohlen werden besonders Power-to-X Konzepte, da diese Technologien sich sowohl für die Speicherung von Tagesspitzen als auch für die saisonale Speicherung eignen und gute Ersatzstoffe für «schwer elektrifizierbare Sektoren» bilden.

Glattpark, den 9. Juli 2020



Rolf Huber, Chairman, H₂ Energy AG

Saisonale Problematik («Winterstromlücke»)

Laut einer Studie¹ der Empa werden in der Schweiz durch den vermehrten Einsatz von Batterie-Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen und durch den schrittweisen Ersatz der Nuklearenergie durch andere erneuerbare Energien (grösstenteils Photovoltaik) Sommerstromüberschüsse von ca. 12.6 TWh erwartet, während im Winter Stromdefizite von ca. 28.5 TWh erwartet werden.

Diese saisonalen Unterschiede müssen entweder durch Stromexporte und -importe oder durch die Zwischenspeicherung von Strom ausgeglichen werden. Laut der Studie der Empa könnte ersteres dazu führen, dass die CO₂ Bilanz einer stark elektrifizierten Schweiz schlechter wäre als bisher, da der CO₂ Gehalt des importierten Stromes tendenziell hoch ist. Dies führt zur zweiten Option, der Zwischenspeicherung des Stromes. Hierfür braucht es sehr grosse Speicher. Bestehende Kapazitäten, wie z.B. Pumpspeicherwerke reichen nicht aus und eignen sich nicht für saisonale Speicherungen. Mögliche Speicherungen, welche ausreichend skaliert werden können, sind Power-to-X Konzepte. Laut einer Studie² von 5 Schweizer Instituten ist die Umwandlung von erneuerbarem Überschussstrom im Sommer in Wasserstoff, Methan, Methanol, etc. eine gute Option, die «Winterstromlücke» in der Schweiz zu schliessen. Wie oben angetönt, werden diese Technologien in keiner Art und Weise in der Revision des Energiegesetzes berücksichtigt, obwohl der Bund erkannt hat, dass diese zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 unerlässlich sind³.

Tagesproblematik

Nicht nur saisonal steht das Schweizer Stromnetz vor grossen Herausforderungen. Durch die Erhöhung des Anteils des erneuerbaren Stroms, besonders Photovoltaik, werden vor allem im Sommerhalbjahr Stundenspitzen entstehen, welche den Verbrauch wesentlich übersteigen werden. Es werden Überschüsse von bis zu knapp 6 GW erwartet¹. Stromüberschüsse werden heute kompensiert, indem sie entweder exportiert werden oder die steuerbare nukleare / konventionelle Erzeugung reduziert wird oder der Überschuss in Pumpspeicher zwischenspeichert wird. Allerdings wird durch das Abschalten der AKWs und die Erhöhung der erneuerbaren Energien die Kapazität der Schweiz nicht mehr ausreichen, die Stromspitzen ohne neue Technologien zu speichern. Hierfür eignet sich wiederum das Power-to-X Konzept, wobei alle Konzepte Wasserstoff als Basis haben. Die zur Erzeugung verwendete Elektrolyse kann sehr schnell (innerhalb von Minuten) hoch- bez. runtergefahren und kann so Stromschwankungen glätten und in gut speicherbarer Form (Wasserstoff) zwischenspeichern.

¹ Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System, <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/12/2399/htm>

² Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz, Ein Weissbuch, http://www.sccer-hae.ch/resources/WP_P2X/Kober-et-al_2019_Weissbuch-P2X.pdf

³ Medienmitteilung Bundesrat Juli 2019

<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-75684.html#:~:text=Nach%202050%20soll%20die%20Energieversorgung,to%2DX%2DVerfahren%20sein.>

Ganzheitliche Dekarbonisierung

Die Schweiz hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 CO₂ neutral zu werden⁴. Wenn man lediglich die 75%⁵ des schweizerischen Endenergieverbrauches betrachtet, welcher nicht Strombasiert ist, so müssen im Jahr 2018 173 TWh fossile Energieträger substituiert werden. Das bedingt einen massiven Zubau von zusätzlichen Kapazitäten zur Erzeugung von Primärenergie, welche sehr fluktuierend anfallen wird und daher Speicherkapazitäten erfordert.

Ersetzt man sämtliche PKWs und 50% aller Nutzfahrzeuge der Schweiz durch batteriebetriebene Elektrofahrzeuge (BEV), so können theoretisch rund 30% der fossilen Energien ersetzt werden, wobei nur ein Anteil direkt aus erneuerbarer Primärenergie versorgt werden kann. Für den Rest werden wiederum Stromspeicher benötigt. Wird nachhaltig produzierte Biomasse⁶ hinzugefügt, können weitere ca. 15% substituiert werden. Ein kompletter Heizungsersatz aller Gebäude in der Schweiz durch Wärmepumpen / Biomasse trägt weitere ca. 25% bei.

Zusammengefasst fehlen danach immer noch rund 1/3 der fossilen Energieträger. Für diesen Teil braucht es alternative Technologien wie Power-to-X Konzepte, welche vergleichbare Produkte erzeugen wie die heutigen fossilen Treib- und Brennstoffe. Dies erleichtert bzw. ermöglicht die komplette Dekarbonisierung unserer Energieversorgung.

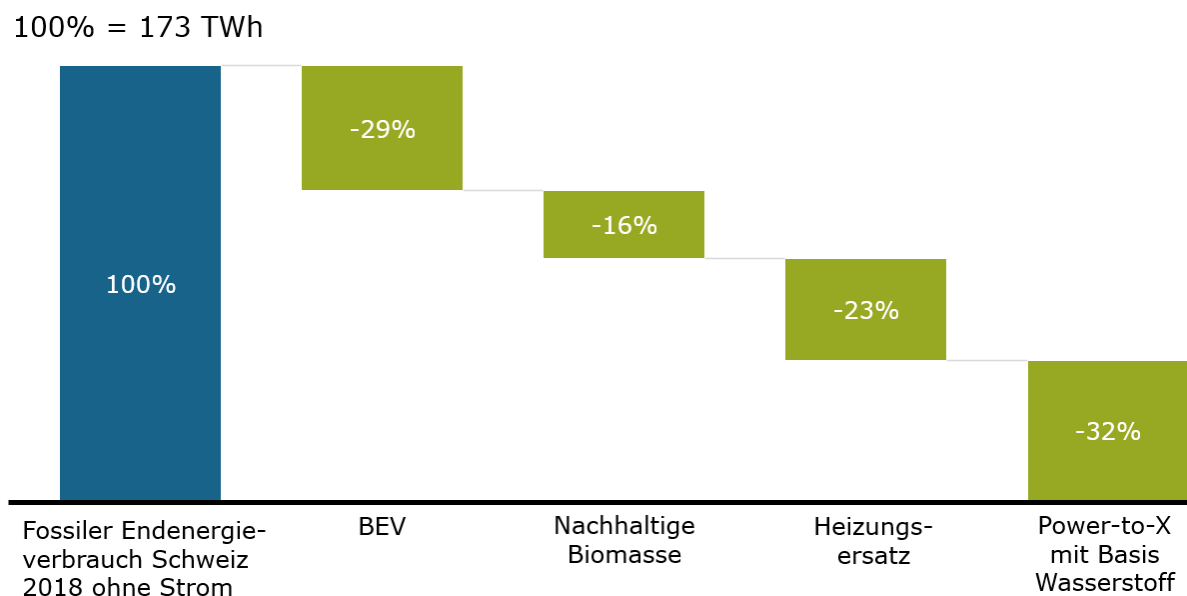


Abb. 1: Fossiler Endenergieverbrauch Schweiz mit nachhaltigen Ersatzmöglichkeiten

⁴ Energiestrategie 2050

⁵ Quelle: Gesamtenergiestatistik Schweiz 2018

⁶ Quelle: Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung 2017

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes (EnG)

Stellungnahme Industrielle Betriebe Interlaken AG

Ersteller	Helmut Perreten, Benno Niedermann
Datum	22. Juni 2020
Dokument	20200615_Vernehmlassung_EnG_IBI.docx
Version	1.0

Inhaltsverzeichnis

1	Generelle Würdigung des vorliegenden Entwurfs des Energiegesetzes.....	3
2	Versorgungssicherheit.....	3
3	Fortführung der Fördermassnahmen.....	3
4	Fördermodell Ausschreibungen vs. Investitionsbeiträge	3
5	Förderung von Erneuerungen	4
6	Zusammenfassung	4

1 Generelle Würdigung des vorliegenden Entwurfs des Energiegesetzes

Die Industrielle Betriebe Interlaken AG (IBI) unterstreicht den unmittelbaren Handlungsbedarf hinsichtlich Anpassung der gesetzlichen Grundlage zur Erreichung der politischen Energie- und Klimaziele.

Dabei sind Themen wie Wirtschaftlichkeit, Umweltschutz und Versorgungssicherheit mit oberster Priorität zu gewichten. Die IBI begrüsst die Umwandlung der Richtwerte in verbindliche Ziele bis 2035.

Es ist wichtig, dass nur die relevanten Eckpfeiler innerhalb des Gesetzes zu regeln sind. Technische und wirtschaftliche Schwellenwerte sind zwingend auf Verordnungsstufe zu definieren.

2 Versorgungssicherheit

Eine hohe Versorgungssicherheit beim Strom ist ohne eine angemessene heimische Produktion langfristig nicht zu erreichen. Die mittelfristig wegfallende Kernenergie muss, mindestens vorübergehend, mit substantiellem Zubau von erneuerbaren Energien und durch Sicherung der bestehenden Produktionskapazitäten kompensiert werden. Letztere sollen durch die Betreiber im Rahmen einer umsichtigen betriebswirtschaftlichen Strategie aus eigener Kraft erneuert werden können.

Die Versorgungssicherheit und damit verbunden die Winterproduktion ist ein zentrales Ziel, welches im Energiegesetz mit hoher Priorität verfolgt werden soll.

3 Fortführung der Fördermassnahmen

Es braucht weiterhin Anreize für den Bau von neuen erneuerbaren Anlagen im Inland. Bei Erneuerungen sollen nur wesentliche Energieertragssteigerungen gefördert werden. Die Weiterführung von Fördermassnahmen ist dafür der pragmatische Weg. Anreize müssen verstärkt auf den Beitrag zur Winterproduktion gerichtet werden.

4 Fördermodell Ausschreibungen vs. Investitionsbeiträge

Die IBI befürwortet die zeitlich begrenzte Fortsetzung der Förderung. Als geeignet erachtet die IBI das System der Investitionsbeiträge pro Technologie. Das System ist etabliert und unterstützt die Erreichung der ambitionierten Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien sowie die Stärkung der inländischen Versorgung in den produktionsschwachen Wintermonaten.

Eventualantrag

Sollte anstelle des Systems «Investitionsbeitrag» das System «Ausschreibungen» umgesetzt werden, beantragt die IBI folgende Anpassungen:

- Die Rahmenbedingungen (insb. Schwellenwerte) sind auf Verordnungsstufe und getrennt nach Technologie zu definieren.
- Aus Sicht der IBI sind dabei folgende Schwellenwerte anzustreben:
 - Photovoltaik: Ausschreibungen ab einer Leistung von 200 kWp
 - Windenergie: Ausschreibungen ab einer Leistung von 5 MW
 - Wasserkraft: Ausschreibungen für Neuanlagen ab einer Leistung von 5 MW sowie erheblich erweiterte und erneuerte Anlagen ab einer Leistung von 300 kW
 - Biomasse: Ausschreibungen ab einer Leistung von 400 kW
- Unterhalb dieser Schwellen soll aus ökologischen Gründen weiterhin keine Förderung gewährt werden.

5 Förderung von Erneuerungen

Ordentliche Erneuerungen sollen unabhängig von der Technologie nicht gefördert werden, da der Bestandserhalt betriebswirtschaftlich gesichert werden soll. Erneuerungen sollen nur gefördert werden, wenn dadurch ein wesentlicher Mehrertrag in kWh erreicht oder der Winterertrag substantiell gesteigert werden kann.

6 Zusammenfassung

Die IBI unterstützt die **Fortführung der Fördersysteme** mit **klaren Zielen** und bei einem klar **definierten Ablaufdatum**. Als geeignetes Fördersystem erachtet die IBI das bekannte **System der Investitionsbeiträge**.

Eventualiter: Sollte das System der Ausschreibungen weiterverfolgt werden, beantragt die IBI, die **Festlegung der Schwellenwerte** für alle Technologien anzupassen und **auf Verordnungsstufe** zu regeln. Erneuerungen sollen nur gefördert werden, wenn der **Ertrag insgesamt oder der Anteil Winterertrag wesentlich erhöht** werden kann.

Interlaken, 22. Juni 2020



Helmut Perreten
CEO



Benno Niedermann
CMO

Ihr Ansprechpartner
Bereich
Telefon
E-Mail

Dr. Claus Schmidt
CEO
+41 61 275 5783
claus.schmidt@iwb.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energie
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Basel, 10. Juli 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes – Stellungnahme IWB

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes – ergänzend zur Vernehmlassungsantwort des Kantons Basel-Stadt – Stellung zu nehmen. IWB ist das Unternehmen für Energie, Wasser und Telekom. Als einer der grössten Versorger von Strom- und Wärmekunden in der Schweiz, als Kraftwerksbetreiber und Stromhändler ist unser Unternehmen in seiner geschäftlichen Entwicklung von der geplanten Revision in erheblichem Mass betroffen.

IWB begrüsst die Revision des Energiegesetzes grundsätzlich. Die Ziele der Revision, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu erhöhen, diese besser in den Strommarkt zu integrieren, die Versorgungssicherheit der Schweiz zu stärken und damit insgesamt einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, sind richtig. Trotzdem sehen wir die Notwendigkeit von grundlegenden Anpassungen, die wir im Folgenden gern erläutern.

1. Inlandsproduktion für die Stromversorgungssicherheit stärken

Die Revisionsvorlage adressiert das Thema Eigenversorgungsanteil zu wenig. Für eine hohe Stromversorgungssicherheit ist eine angemessene heimische Produktion zentral. Es braucht darum die **gezielte finanzielle Unterstützung erneuerbarer Stromproduktion**. Der Fokus muss auf einer weitgehenden Selbstversorgungsfähigkeit der Schweiz liegen. Sie ist gegen Ende des Winters bei knappen Restmengen in den Speicherseen nicht ausreichend gewährleistet.

Hinzu kommt, dass neue Projekte – unabhängig von der Technologie – wegen restriktiven Regularien und langwierigen Verfahren schwierig zu realisieren sind. Darum sind **Revisionen des Raumplanungsgesetzes und des Natur- und Heimatschutzgesetzes** im Hinblick auf die Machbarkeit von Energieprojekten notwendig. Projekte mit einem Fokus auf die Stromversorgungssicherheit aus erneuerbaren Energien sind im nationalen Interesse. Sie brauchen kurze Entscheidungsprozesse und einen Vorrang gegenüber tradierten Schutzinteressen.

2. **Ausbauziel für neue erneuerbare Energien bis 2050 auf 50 TWh verdoppeln**

Ein ehrgeiziges Ausbauziel von 50 TWh ist notwendig und realistisch:

- Notwendig, um das klimapolitische Ziel des Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen. Neben dem Ersatz der Kernkraftwerke (ca. 20 TWh) erfordern auch die angestrebte Dekarbonisierung der Mobilität (ca. 17 TWh) sowie die Dekarbonisierung der Gebäudebeheizung (ca. 6 TWh) eine nennenswerte Mehrproduktion von erneuerbarem Strom.
- Realistisch, denn allein die Photovoltaik verfügt in der Schweiz über ein Ausbaupotenzial von 40-45 TWh. Weitere 9 TWh kann aus Windenergie in der Schweiz erzeugt werden. Hinzu kommt das Potential aus der Erneuerung und Erweiterung der bestehenden Grosswasserkraftanlagen.

Um dieses Ausbauziel zu erreichen, braucht es insbesondere **stärkere Marktorientierung und zusätzliche Investitionssicherheit**:

- Stärkere Marktorientierung schafft das **wettbewerbliche Instrument der Ausschreibung**. Es sorgt für möglichst geringe Kosten für die Allgemeinheit. Dazu darf es allerdings nicht auf grosse Solaranlagen beschränkt sein, sondern muss bei grossen Anlagen aller erneuerbaren Technologien Anwendung finden. Solche Auktionen werden überdies wirksamer, wenn Ausgestaltungsoptionen bestehen, die direkt auf die EnG-Zielsetzungen wirken. Solche Optionen müssen darum als Zuschlagskriterien mitberücksichtigt werden, damit möglichst viele Gebote eingehen.
- Zusätzliche Investitionssicherheit ist angesichts der grossen Strommarktpreisrisiken erforderlich. Einmalvergütungen wirken dämpfend, sind aber nicht ausreichend. Notwendig sind Einspeisevergütungen, beispielsweise in Form **gleitender Marktprämien oder «Contracts for Difference»**, welche den zukünftigen Strommarktpreis mitberücksichtigen. Sie belasten die Allgemeinheit nur dann, wenn die Preise an den Strommärkten unter den offerierten Gestehungskosten der neuen Anlagen liegen. Als symmetrische Ausgestaltung entlasten Contracts for Difference zudem die Allgemeinheit durch Rückzahlungen, falls die Preise an den Strommärkten über den Gestehungskosten der neuen Anlagen liegen.

3. **Grosswasserkraft als Rückgrat unserer Stromversorgung erhalten**

Die Grosswasserkraft wird auch weiterhin das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung bilden. Mit einem Wegfall der Finanzierungshilfen für Erneuerungen besteht im Umfeld ungewisser Strommarktpreisentwicklungen und Rekonzessionierungen die Gefahr, dass nur noch technisch absolut notwendige Investitionen getätigt werden und die Produktionskapazitäten der bestehenden Anlagen dadurch sinken. Darum muss auch die **Erneuerung bestehender Grosswasserkraftanlagen sichergestellt** werden. Eine angemessene Form dafür ist ein rückwirkender Marktrisikoausgleich, also die Vergütung der Differenz zwischen Gestehungskosten und allfällig tieferen durchschnittlichen Marktpreisen analog zu den oben erwähnten gleitenden

Marktprämien für neue erneuerbare Energie, womit auch die Gleichbehandlung aller erneuerbaren Energien zur Stromproduktion hergestellt wird.

Weitere Anpassungen

Wir erachten es als angemessen, dass Kehrichtverbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle ebenso wie die Müllverbrennungsanlagen, z.B. für Sondermüll oder Marktabfall, gleichbehandelt werden. Die Inanspruchnahme von Investitionsbeiträgen soll möglich sein, wenn die Anlagen die gesetzlichen energetischen Mindestanforderungen erfüllen. Anlagen, welche für den Normalbetrieb fossile Brenn- oder Treibstoffe für die Stromproduktion nutzen, haben keinen Anspruch auf Investitionsbeiträge.

Abschliessend ist es uns wichtig, dass der rechtliche Rahmen des Energiegesetzes neben dem Ausbau der Stromerzeugungskapazität auch zu deren Integration ins Gesamtsystem beiträgt. Die Revision des Stromversorgungsgesetzes muss deshalb ein neues Marktdesign aufzeigen. Innovative Energiespeicher können beispielsweise überschüssigen, erneuerbaren Strom im Sommer langfristig speichern und dadurch mithelfen, auch die Wärmeversorgung und die Mobilität erneuerbarer zu gestalten. Nur so kann der Übergang von einem zentralen zu einem stärker dezentral organisierten Stromsystem effizient gelingen und die Versorgungssicherheit sichergestellt werden.

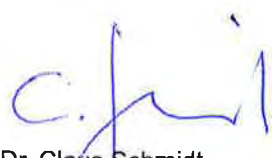
Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Argumente und Anliegen und stehen Ihnen für allfällige Fragen zu unserer Stellungnahme jederzeit gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

IWB



Urs Steiner
Präsident des Verwaltungsrats



Dr. Claus Schmidt
CEO

Per E-Mail

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

E-Mail: EnG@bfe.admin.ch

15. Juni 2020

Kontaktperson Remo Infanger
Telefon direkt 041 618 02 33
e-mail r.infanger@kfn-ag.ch

Stellungnahme des Kantonalen Elektrizitätswerks Nidwalden (EWN) zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin,
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. EWN ist als Energieproduzentin, als Verteilnetzbetreiberin und als Energiedienstleisterin von den vorgeschlagenen Änderungen direkt betroffen. Die Schaffung eines förderlichen Investitionsklimas und stabiler Rahmenbedingungen sind uns ein wichtiges Anliegen.

Allgemeine Bemerkungen

EWN unterstützt die Absicht des Bundesrats, zusätzliche Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen. Ein massgeblicher Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Inland wird im bestehenden Marktumfeld und Regulierungsrahmen sonst nicht stattfinden. Uns ist es wichtig zu betonen, dass bei den Förderinstrumenten der Fokus auf die Winterproduktion gelegt werden soll.

Fördermodell für den Zubau von Erneuerbaren

EWN begrüsst weiter, dass der Bundesrat eine möglichst marktnahe Ausgestaltung der Förderinstrumente anstrebt. Zentral für eine wettbewerbliche Marktordnung sind folgende Elemente:

- Die Vergabe von Fördermitteln mittels Auktionen sorgt für eine effiziente Erreichung der Ausbauziele.
- Für Grossanlagen sämtlicher Technologien bevorzugt EWN die Ausschreibung von gleitenden Marktprämien. Dieses Instrument, welches auch im benachbarten Ausland zum Einsatz kommt, sorgt für eine Aufteilung des langfristigen Marktpreisrisikos zwischen Investoren und Endverbrauchern. Dadurch erhöht sich – getrieben durch tiefere Renditeerwartungen der Investoren – die Fördereffizienz bzw. senkt sich der Mittelbedarf (mehr produzierte kWh pro Förderfranken).

- Gleitende Marktpremien ermöglichen zudem einfach eine spezifische Beanreizung der für die Versorgungssicherheit der besonders wichtigen Winterproduktion sowie einen fairen Miteinbezug von Anlagen mit Eigenverbrauch. Sie verhindern zudem, dass Investoren im Falle unerwartet steigender Marktpreise doppelt und übermässig profitieren.

Fördermodell für bestehende Kleinanlagen von Erneuerbaren

Bestandserhalt und Erneuerung von Anlagen mit erneuerbarer Produktion tragen gleich wie Neuinvestitionen zur Stromproduktion und Effizienzmassnahmen zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 bei.

- Bestehende, kleine und auch kleinste Wasserkraftanlagen, die nicht mehr wirtschaftlich weiterbetrieben werden könnten, sollen bei Erweiterungen und Erneuerungen von Förderungen profitieren können. Ein Rückbau aufgrund fehlender Förderung wäre falsch. Für diese Kleinanlagen, welche meist nur in einem beschränkten Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt sind, erachtet EWN das Instrument der Investitionsbeiträge bzw. Einmalvergütungen als weiterhin geeignet und unterstützt den Bundesrat in seiner Absicht, diese Instrumente bis 2035 zu verlängern.

Marktnahe Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht

EWN stellt sich gegen eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Verteilnetzbetreiber. Diese Pflicht ist von einer zentralen Stelle zu übernehmen. Die heutige Situation mit regional höchst unterschiedlichen Vergütungssätzen ist unbefriedigend und verhindert Planungssicherheit für Investoren. Es ist zudem falsch zu erwarten, dass die Verteilnetzbetreiber aus eigenen Mitteln die dezentrale Produktion subventionieren.

EWN begrüsst die Absicht des Bundesrats, die Vergütung im Rahmen der Abnahmepflicht strikt am Marktpreis auszurichten. Damit wird nicht ausgeschlossen, dass einzelne Käufer im freien Markt auch mehr bezahlen dürfen, etwa im Rahmen von Quartierstrom-Märkten und Energiegemeinschaften.

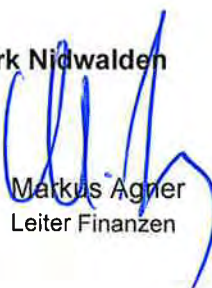
Schliesslich sollte die Pflichtabnahme der Energie bei Photovoltaikanlagen entschädigungslos erfolgen, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt 70 Prozent der installierten Pannelleistung überschreitet. Dies schafft einen ökonomischen Anreiz für lokale Verbrauchssteuerung (Peak-Shaving) und verhindert einen übermässigen, kostenintensiven Netzausbau.

Für Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Kantonales Elektrizitätswerk Nidwalden


Remo Infanger
Direktor


Markus Agner
Leiter Finanzen

Hinweis zu den Anträgen:

Neue Formulierungen gegenüber dem Entwurf sind unterstrichen dargestellt. Passagen, die aus dem Entwurf entfallen sollen, sind durchgestrichen.

Anträge zu den einzelnen Entwürfen

Antrag:

Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien

3 Primäres Ziel ist der Ausbau und der Erhalt der Winterproduktion. Beiträge zur ganzjährigen, inländischen Bedarfsabdeckung wird bei der Förderung der dazu geeigneten Technologie berücksichtigt.

4 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenziele festlegen.

Begründung:

In den Ausbauzielen ist zwingend der Beitrag, der eine Anlage/Technologie zu leisten vermag, wenn der inländische Verbrauch die inländische Produktion übersteigt, zu berücksichtigen (Winterproduktion, Beitrag zur ganzjährigen Versorgungssicherheit).

Antrag:

Art. 12 Nationales Interesse an der Nutzung erneuerbarer Energien

5 Er berücksichtigt weiter das Erreichen der Ziele und Zwischenrichtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach Art. 2.

Begründung:

Bei Nicht-Erreichen der Ziele, respektive Zwischenziele nach Art. 2 ist dem nationalen Interesse zur Nutzung erneuerbarer Energien ein entsprechendes Gewicht beizumessen. Dafür soll dem Bundesrat die Möglichkeit gegeben werden, nach vorliegen neuer Erkenntnisse die Festlegung der Kriterien neu zu gestalten, ohne dafür eine Gesetzesanpassung vornehmen zu müssen.

Antrag:

Art. 13 Zuerkennung des nationalen Interesses in weiteren Fällen

- 1 Der Bundesrat kann einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn:
- a. sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbaurichtwerte leistet; oder
 - b. sie oder es in der Lage ist, in Zeiten, wenn der inländische Elektrizitätsbedarf die inländische Produktion übersteigt, einen Produktionsbeitrag zu leisten vermag, und
 - c. der Standortkanton einen entsprechenden Antrag stellt.

Begründung:

Der Winterproduktion kommt eine Sonderstellung in der nationalen Versorgung mit Strom zu. Deshalb soll die Möglichkeit geschaffen werden, diese Anlagen, nach Antrag des Standortkantons, entsprechend anzuerkennen und die Realisation zu ermöglichen.

Antrag:

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität

- 1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.
- 2 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.
- 3 Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis (Art. 23).
- 4 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien (Art. 19) teilnehmen.
- 5 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.
- 6 Bei Photovoltaikanlagen erfolgt die Abnahme der Energie entschädigungslos, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt 70 Prozent der installierten Pannelleistung überschreitet.

Begründung:

Siehe Bemerkungen zur «Marktnahen Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht» auf Seite 2 dieses Dokuments.

Antrag:

Art. 16 Eigenverbrauch

- 2 Absatz 1 gilt auch für Betreiber von Anlagen, die am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen oder einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen.

Begründung:

Siehe Bemerkungen zu «Fördermodell für den Zubau von Erneuerbaren» auf Seite 1 dieses Dokuments.

Antrag:

4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisevergütungssystem) (Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien)

Begründung:

Siehe Bemerkungen zu «Fördermodell für den Zubau von Erneuerbaren» auf Seite 1 dieses Dokuments.

Antrag:

Art. 19 Teilnahme am Einspeisevergütungssystem

1 Am Einspeisevergütungssystem Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien können die Betreiber von neuen oder erheblich erweiterten Anlagen oder technologiegleichen Anlagegruppen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen:

- a. Wasserkraft;
- b. Sonnenenergie;
- c. Windenergie;
- d. Geothermie;
- e. Biomasse.

4 Nicht am Einspeisevergütungssystem Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können die Betreiber von neuen oder erheblich erweiterten Anlagen und technologiegleichen Anlagegruppen von:

- a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW ~~oder von mehr als 10 MW~~;
- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 400 kW;
- c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen;
- e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.
- f. Windkraftwerke von maximal 6 Anlagen mit je einer Leistung von maximal 3 MW.

6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenzen nach Absatz 4 Buchstaben a und b anpassen und für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen. Gibt es eine Überschneidung mit den Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien und Einmalvergütung wählen.

Begründung:

Siehe Bemerkungen zu «Fördermodell für den Zubau von Erneuerbaren» auf Seite 1 dieses Dokuments.

Antrag:

Art. 20 Teilweise Teilnahme

3 Erheblich erweiterte Anlagen nehmen nur im Umfang der dadurch erzielten Mehrproduktion am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teil.

Begründung:

Das Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien schafft Anreize für das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Entsprechend ist bei bestehenden Anlagen nur die durch Erweiterungen erzielte Mehrproduktion teilnahmeberechtigt.

Antrag:

Art. 21 Direktvermarktung

- 2 Für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen.
- 3 Die Vergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der Einspeiseprämie gleitenden Marktpremie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen.
- 4 Die Einspeiseprämie gleitende Marktpremie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.
- 5 Übersteigt bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.
- 6 Auf Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, wird die gleitende Marktpremie mit einem Abschlag belegt.

Begründung:

Mit Einführung des Ausschreibeverfahrens für gleitende Marktpremien sollen Ausnahmen vom Grundsatz der Direktvermarktung nur noch für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen worden sind, gelten.

Der Wettbewerb wird durch das Ausschreibeverfahren für gleitende Marktpremien gewährleistet und verhindert eine Überförderung. Dies führt dazu, dass die Investoren einen Teil des Marktpreisrisikos auf sich nehmen, um den Zuschlag zu erhalten. Damit dies tatsächlich geschieht, muss den Investoren die Option gelassen werden, im Falle höherer Marktpreise, Erlöse zu erzielen. Auf eine Rückvergütung an den Netzzuschlagsfonds bei Anlagen, die eine gleitende Marktpremie erhalten, sollte bei ausschreibungsbasierten Vergütungssätzen verzichtet werden. Andernfalls entstünde ein Contract-for-Difference-Modell und keine Risikoteilung bzw. eine vollständige Übernahme des Risikos durch den Staat. Die Gleichbehandlung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch kann schliesslich dadurch erreicht werden, dass die beim Eigenverbrauch vermiedenen Kosten von der gleitenden Marktpremie abgezogen werden.

Antrag:

Art. 22 Vergütungssatz

- 1 Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen und regelt die Einzelheiten.
- 2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. Er kann saisonal abgestuft werden.
- 3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere über:
 - a. *streichen*
 - b. *streichen*
 - c. *streichen*
 - d. *streichen*
 - e. *unverändert*

Begründung:

Der Vergütungssatz wird grundsätzlich nur noch über Ausschreibungen und nicht mehr administrativ anhand der Gestehungskosten festgelegt. In Ausnahmefällen, insbesondere in Fällen ungenügender Liquidität, soll der Bundesrat einzelne Vergütungssätze administrativ festsetzen können (z. B. Übernahme des Ergebnisses von PV-Auktionen auch für andere Technologien).

Antrag:

Art. 24 Grundsatz

- 1 Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. Dieser Investitionsbeitrag ist gemessen am Beitrag zur Winterproduktion abzustufen.
- 2 Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien (Art. 19) teilnehmen können.

Begründung:

Der Investitionsbeitrag soll an den Beitrag an die Winterproduktion gekoppelt werden.

Antrag:

Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung ***Streichen***

Begründung:

Einmalvergütungen soll es nur noch für Kleinanlagen geben. Dort machen Auktionen keinen Sinn.

Antrag:

Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:

- a. neue Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mindestens maximal 1 MW;
- b. erhebliche Erweiterungen von Anlagen, die nach der Erweiterung eine Leistung von mindestens 300 kW aufweisen; und
- c. erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 100 kW und höchstens 5 10 MW

2 streichen

3 Der Investitionsbeitrag ~~nach Absatz 1 Buchstaben a und b~~ beträgt für Anlagen mit einer Leistung von ~~bis zu 10 MW~~ höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

7 ~~Das UVEK. Der Bundesrat bezeichnet Anlagen, die aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Ziele nach Artikel 2 Absatz 2 bei der Gewährung des Beitrags nach Absatz 1 Buchstaben a, b und c prioritär behandelt werden.~~

Begründung:

Investitionsbeträge soll es nur noch für Kleinanlagen geben. Insbesondere für bestehende Anlagen die nach einer Erneuerung nicht mehr wirtschaftlich Weiterbetrieben werden könnten. Siehe Bemerkungen zu «Fördermodell für den Zubau von Erneuerbaren» und „Fördermodell für bestehende Kleinanlagen von Erneuerbaren“ auf Seite 1 und 2 dieses Dokuments

Antrag:

Art. 26a Marktrisikoversicherung für Erneuerungen von Wasserkraftanlagen

1 Für erhebliche Erneuerungen von Wasserkraftanlagen von mindestens 5 10 MW kann eine Marktrisikoversicherung (alternativ: bedingter Investitionsbeitrag) in Anspruch genommen werden.

2 Die Auszahlung kann jeweils 5, 10, 15 und 20 Jahre nach Inbetriebnahme für jeweils 15% der anrechenbaren Investitionskosten beantragt werden (insgesamt max. 60%), falls die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Begründung:

Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungs-Investitionen auch bei grossen Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall nur aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt.

Bei fehlender Rentabilität und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen nur Notreparaturen vorgenommen. Die Zunahme von ungeplanten Ausfällen wird dabei bewusst in Kauf genommen. Dies geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.

Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungs-Investitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen führt dazu, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nicht erfolgen werden. Die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz wird dadurch weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind gefährdet.

Mit der Marktrisikoversicherung sollen Erneuerungs-Investitionen und damit die Versorgungssicherheit sichergestellt werden, indem sie für diese Investitionen einen Teil des Marktrisikos abtreten können.

Das Hauptrisiko von Grosswasserkraftbetreibern, welches sie selbst nicht langfristig absichern können, ist das Marktpreisrisiko. Bei länger während tiefen Preisen können Erneuerungsinvestitionen nicht amortisiert werden und werden unterlassen. Es wird ein Modell vorgeschlagen, das die Betreiber zum Teil gegen länger während tiefe Marktpreise in Europa absichert. Hauptidee ist eine mehrmalige ex post-Betrachtung über den Zeitraum von 20 Jahren. Die Versicherungssumme ist dabei auf die Erneuerungsinvestition begrenzt. Konkret sollen Betreiber nach einer wesentlichen Erneuerungsinvestition auf Antrag jeweils nach 5, 10, 15 und 20 Jahren einen prozentualen Anteil der Investitionskosten entschädigt erhalten, falls die durchschnittlichen Marktpreise der je vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Antrag:

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

3 Für die Projektierung von neuen Windenergieanlagen und für Windmessungen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Windmessungskosten Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.

Begründung:

Planungsintensive Technologien wie Wind- und Wasserkraft dürfen durch Ausschreibungen nicht benachteiligt werden. Planungsintensive Vorleistungen sind ausserhalb der Auktion zu finanzieren. Für Windkraftanlagen sollten die gleichen Regelungen gelten betreffend die Projektierungskosten, wie bei Wasserkraftwerken und Geothermieanlagen. Sie tragen zur Winterproduktion bei

Antrag:

Art. 38 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1, 2 und 4

1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar:

- a. des Jahres 2036: im Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien;

Begründung:

Die vorgesehenen Massnahmen dienen dem Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Ziele sind für das Jahr 2035 und für das Jahr 2050 definiert. Das neue Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien ist folglich auch bis 2035 anzuwenden.

Mit der Marktpremie für Grosswasserkraft wird auch die Priorisierung der Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG) sowie generell die Priorisierung heimischer erneuerbarer Energie (Art. 6 Abs. 5bis StromVG) in der Grundversorgung bis zur Markttöffnung weitergeführt. Ein weiterer Systemwechsel in der Grundversorgung vor der Markttöffnung ist zu vermeiden. Die Marktpremie für Grosswasserkraft selbst ist mindestens weiterzuführen bis die gemäss Art. 31 Abs. 5 EnG vorgesehen marktnahen Instrumente für die Grosswasserkraft inkraft treten.

Kraftwerke Hinterrhein AG, Postfach, 7430 Thusis

**Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern**

Ihre Zeichen
Ihre Nachricht vom
Unser Zeichen

EnG@bfe.admin.ch

GCo/RBa

Zuständig
Telefon
Fax
Telefon direkt
E-Mail

Guido Conrad
+41 81 635 37 37
+41 81 635 37 38
+41 81 635 37 37
admin@khr.ch

Datum

10.07.2020

**Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes
Stellungnahme der Kraftwerke Hinterrhein AG**



Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes Stellung nehmen zu können. Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr und senden Ihnen fristgerecht unsere Stellungnahme mit unseren wichtigsten Anliegen.

Die Kraftwerke Hinterrhein AG ist eines der grossen Partnerwerke in der Schweiz mit internationaler Beteiligung (20% Italien). Im Wesentlichen halten wir uns in unserer Stellungnahme an diejenige des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV).

Entsprechend konzentriert sich unsere Stellungnahme auf die Wasserkraft als Hauptpfeiler der Schweizer Stromversorgung generell und als wichtiger Faktor der Schweizerischen Volkswirtschaft

Einschätzungen zur Revision

Die KHR hat die folgenden Einschätzungen und Positionen zur vorgeschlagenen Revision:

-
1. Die KHR begrüsst die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes längerfristig verlässlichere Rahmenbedingungen für den *Zubau*¹ der Stromproduktion aus Wasserkraft zu schaffen.

Insbesondere werten wir die Verlängerung von Unterstützungsmassnahmen zugunsten der Wasserkraft, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, die Förderbeiträge für die Projektierungskosten und die Möglichkeit des UVEK, Anlagen als prioritär einzustufen, als positiv.

Die Bestrebungen sind erkennbar, dass der Bundesrat der Förderung des *Zubaus* der Wasserkraft eine zunehmend höhere Bedeutung beimisst. Zeichen dieser Bestrebungen sind die zeitliche Verlängerung des Förderinstrumentes, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, und die Beitragsleistungen an die Projektierungskosten.

Ebenfalls positiv zu werten ist den Wegfall der Festsetzung des Investitionsbeitrages anhand der nicht-amortisierbaren Mehrkosten, wobei sich hier noch weisen muss, ob sich mit einer neuen Bewertungsgrundlage, die in der Energieförderungsverordnung (EnFV) durch den Bundesrat verabschiedet werden wird, materiell etwas verbessern wird. Denn die heutige Ausgestaltung zeigt, dass mit den vom BFE eingesetzten Preisprognosen und Annahmen zum Kapitalkostensatz Investitionen nicht getätigt werden, weil die Projekte aus Sicht der Investoren auch mit Investitionsbeiträgen weder wirtschaftlich noch konkurrenzfähig sein werden. Deshalb hat der Bundesrat bereits in der Botschaft zuhanden des Parlamentes die Grundzüge der neuen Bewertungsgrundlage aufzuzeigen.

Dank Art. 26 Abs. 7 wird das UVEK prioritäre Anlagen bezeichnen. Die KHR begrüsst diese Priorisierungsmöglichkeit, ist aber der Meinung, dass dies durch den Bundesrat und nicht durch das Departement zu erfolgen hat. Im Weiteren sollten die Kriterien für eine Priorisierung konkretisiert werden, denn die gemäss Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Mengenziele pro Jahr nach Art. 2 Abs. 2 sind im Hinblick auf die Versorgungssicherheit nicht sachgerecht. Vielmehr ist – wie in den Erläuterungen des Bundesrates erwähnt – der Beitrag an die Versorgung im Winter zu priorisieren.

Mit Einfügen von Art. 36 Abs. 2 wird zudem der Ausbau «flexibilisiert», das heisst gute Projekte können bei Vorliegen der Projektunterlagen unterstützt werden, indem Beiträge aus der Nachperiode zur Verfügung gestellt werden können, was die KHR ebenfalls begrüsst.

¹ Begriffsdefinitionen gemäss BFE «Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse», Seite 112.

2. Die Vorlage adressiert die Versorgungssicherheit nur ungenügend. Folglich ist es unzulässig, die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 abzuschreiben.

Der Bundesrat hält in seinen Erläuterungen fest, dass «die Planungszeit von Wasserkraft- und Windenergieanlagen mehr als zehn Jahre dauern kann». Konkret heisst dies, dass komplexe Kraftwerkprojekte nach Inkrafttreten dieses Gesetzes unmittelbar angegangen werden müssen, um vor Auslaufen der Massnahme noch von einem Investitionsbeitrag profitieren zu können. Obschon also die Frist bis 2035 verlängert wird, kann aus Sicht Wasserkraft nur bedingt von langfristig stabilen und planbaren Förderbedingungen gesprochen werden.

Im Weiteren adressiert die Vorlage die Versorgungssicherheit nur ungenügend. So wird zum Beispiel kaum aufgezeigt, wie trotz erhöhter Investitionsbeiträge die Winterenergie, die durch den Ausstieg der Kernenergie wegfällt, ersetzt werden soll. Hier kann die Wasserkraft einen substantziellen Beitrag leisten, zum Beispiel durch Staumauererhöhungen für den Ausbau der saisonalen Speicherung² oder durch die Nutzung des Wasserkraftpotenzials durch neu gebildete Gletscherseen^{3 4}.

Ebenso fehlt die Festsetzung eines Ziels in Bezug auf die absolute oder relative Höhe der inländischen Stromproduktion im Verhältnis zum inländischen Stromverbrauch – sinnvollerweise definiert für die Knappheitsmonate im Winterhalbjahr – also der Festsetzung eines Eigenversorgungsgrades, wie dies die EICom in ihrem Grundlagenpapier zur Winterversorgung⁵ anregt.

Zudem erhöht der geforderte Zubau der erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik, die Long-Position im Sommer weiter und führt – wie in Deutschland vielfach zu beobachten ist – zu einem Preiszerfall, welcher die Rentabilität aller Technologien schwächt und damit den Trend zu geringeren nichtgeförderten Investitionen verstärkt.

Damit werden die Forderungen der Mo. 18.3000 «Der Bundesrat wird beauftragt, im Rahmen der Revision des StromVG Vorschläge zu unterbreiten, um Investitions- oder Reinvestitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen, insbesondere der Wasserkraft, zu schaffen.» und Mo. 19.3004 «Der Bundesrat wird beauftragt [...] eine Marktordnung zu unterbreiten, welche die langfristige Versorgungssicherheit durch eine angemessene Inlandproduktion gewährleistet» nicht abgedeckt. Folglich ist es unzulässig mit der vorliegenden Revision diese beiden Kommissionsmotionen abzuschreiben, wie dies der Bundesrat in seinen Erläuterungen festhält.

² Felix D. et al.: Ausbaupotenzial der bestehenden Speicherseen in der Schweiz. Wasser Energie Luft 1/2020.

³ Ehrbar D. et al.: Wasserkraftpotenzial in Gletscherrückzugsgebieten der Schweiz. Wasser Energie Luft 4/2019.

⁴ Schweizer S. et al.: Das Triftprojekt – ein Überblick zu Projekt, Ökologie und Partizipation. Wasser Energie Luft 4/2019.

⁵ EICom (2020): Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion – Einschätzung der EICom.

-
3. Es ist fraglich, ob Investitionsbeiträge in der jetzigen Ausgestaltung das richtige Instrument sind, um die **Zubauziele** zu erreichen. Optimistischere Annahmen des Bundesrates insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der Strompreise und beim Kapitalkostensatz führen dazu, dass sich kaum Investoren für Projekte finden lassen.

Die Einführung eines ausschreibungsbasierten Instrumentes würde sowohl dem Bund als auch den Investoren eine höhere Flexibilität geben und sollte deshalb im Rahmen der Erfüllung beider Motionen 18.3000 und 19.3004 geprüft werden.

In der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge legt der Bundesrat die Parameter zur Beurteilung der Gesuche fest. So bilden eine bundesinterne Prognose für die langfristige Entwicklung der Strompreise und der vom UVEK festgesetzte Kapitalkostensatz die wesentlichen Einflussfaktoren zur Bestimmung der Höhe der Investitionsbeiträge. Mit dieser starren Regelung wird das Ziel des optimalen Einsatzes von Fördergeldern nicht erreicht. Derzeit werden Projekte nicht realisiert, weil der Investor die Risiken höher einschätzt als der Bund. Für eine Verbesserung des Investitionsklimas wäre eine Anpassung der Parameter für die Strompreise und den Kapitalkostensatz notwendig. Grundsätzlich besteht mit der jetzigen Regelung aber auch die Gefahr einer Überförderung, sofern der Investor von optimistischeren Annahmen in Bezug auf die Rentabilität ausgeht als der Bund. In beiden Fällen führt diese Ineffizienz zu einer zusätzlichen Hürde für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie.

Effizienter könnten je nach Ausgestaltung ausschreibungsbasierte Instrumente sein, da sie Investoren in die Lage versetzen, eigene Annahmen in die Berechnung einfließen zu lassen. Dies hätte einerseits den positiven Effekt, dass Projekte, die eingereicht und einen Zuschlag durch den Bund erhielten, auch tatsächlich realisiert werden würden, da der Investor sein Risiko als genügend abgedeckt sieht. Andererseits wäre durch die Ausschreibung auch sichergestellt, dass die Investoren in einem Wettbewerbsverhältnis zueinanderstehen, was die Gefahr einer Überförderung verringert.

Als weiterer Vorteil ist zu nennen, dass der Bund in den Ausschreibungen sehr spezifische Vergabekriterien an das Produkt stellen könnte. So sind zum Beispiel der Beitrag an die Winterversorgung bzw. die Speichergrosse für die sichere Versorgung von zentraler Bedeutung. Im Weiteren könnte er den Wettbewerb zusätzlich fördern, in dem das Instrument technologieübergreifend angewendet wird.

Zu möglichen Ausgestaltungen zirkulieren innerhalb der Schweiz verschiedene Vorschläge und im Ausland, insbesondere in Nachbarländern, werden solche ausschreibungsbasierten Instrumente erfolgreich angewandt. Der Ausgestaltung kommt eine erhebliche Bedeutung zu, da sie letztlich über den Erfolg des Instrumentes, das heisst über Investitionen in den Zubau der Schweizer Wasserkraft, entscheidet. Die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 dienen als geeigneter Anknüpfungspunkt für die Überarbeitung des bestehenden Instrumentes.

Sollte der Gesetzgeber an der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge festhalten, dann müsste er aus unsrer Sicht den Bundesrat auffordern, die langfristige Preisprognose und den Kapitalkostensatz so anzusetzen, dass die Investitionsbereitschaft verbessert wird.

-
4. Um die Ziele der Energiestrategie zu erreichen, ist nicht der *Zubau* der Wasserkraft prioritär sondern der *Erhalt* der bestehenden Wasserkraftproduktion. Dass erhebliche Erneuerungen für Anlagen grösser 5 MW neu explizit aus der Förderung ausgeschlossen werden, ist somit nicht sachgerecht.

Die Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftproduzenten ist nicht auszuweiten, sondern im Gegenteil zu lindern.

Im Jahr 2019 hat die Wasserkraft 40 556 GWh oder 56.4 % an die inländische Produktion beigetragen. Um auch weiterhin einen hohen Anteil Wasserkraft – gemäss Akademie der technischen Wissenschaften ist die Energiebilanz der Wasserkraft herausragend – sicherstellen zu können, sind jährlich rund CHF 500 Mio. an Investitionen in den Erhalt der bestehenden Wasserkraft notwendig⁶. In den letzten Jahren fielen die Investitionen aufgrund tiefer Marktpreise jedoch bedeutend geringer aus. Sinken die Marktpreise über mehrere Jahre auf ein tiefes Niveau, werden die Investitionen – bei gleichbleibend hoher Abgabenlast – auf ein sicherheitstechnisch vertretbares Minimum reduziert. In der Folge verschlechtert sich der Zustand der Anlagen, was einerseits negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat und andererseits zum Verfehlen der Ziele der Energiestrategie führt.

Es ist deshalb nicht sachgerecht und unverständlich, dass der Bundesrat die Förderung von erheblichen Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von über 5 MW explizit aus der Förderung ausschliesst, zumal die Leistungsgrenze willkürlich festgesetzt ist. Die Einführung dieser Grenze führt zu einer zusätzlichen Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftbetreibern. Zudem sind die angeführten Argumente in den Erläuterungen irreführend und stehen in direktem Widerspruch zu den im Bericht genannten Zielen. Vielmehr müsste der Bundesrat ein Interesse haben bzw. ist gemäss Motion 18.3000 verpflichtet, weitergehende Absicherungsinstrumente vorzustellen, die es einem Betreiber erlauben, auch in schlechten bzw. unsicheren Zeiten in seine bestehenden Anlagen zu investieren, also eine Art Marktpreisrisiko-Versicherung. Eine solche Versicherung könnte zum Beispiel vorsehen, dass bei länger anhaltend tiefen Marktpreisen der Investor einen Teil seiner getätigten Investitionen in Erneuerungen zurückerstattet bekommt.

Insbesondere ist dies für die KHR nicht nachvollziehbar. Hat sie doch über die letzten 10 Jahre CHF 300 Mio. in die Gesamterneuerung der Kraftwerksanlagen investiert, dies notabene ohne fremde finanzielle Unterstützung. Dabei wurde die Effizienz der Gesamtanlage um über 3% gesteigert.

Mit der vollständigen Marktöffnung wird die Wasserkraft vollumfänglich dem Markt ausgesetzt sein, was die finanziellen Risiken für die Betreiber weiter erhöht. Ohne finanzielle Absicherung wird dies zu einer zusätzlichen negativen Beeinträchtigung der Investitionsbereitschaft führen. Dazu ist zu bemerken, dass der ungeplante Ausfall eines grösseren Bestandskraftwerkes aufgrund aufgeschobener Erneuerungsinvestitionen nicht anderweitig kompensiert werden kann. Gleichzeitig bleiben als Folge der ausbleibenden Erneuerungsinvestition die Eingriffe in die Natur bestehen, wo ansonsten Verbesserungen erreicht würden.

Bis die vollständige Marktöffnung in Kraft tritt⁷, sind die ungleich langen Spiesse zwischen Betreibern die am Markt agieren und Betreibern mit gebundenen Endverbrauchern weiterhin

⁶ Piot M.: Ersatzinvestitionen in die Schweizer Wasserkraft, Wasser Energie Luft 2/2018.

⁷ Es sei darauf hingewiesen, dass dies bereits seit 2014 der Fall sein sollte.

zu lindern. Dazu ist die Marktprämie bis zur vollständigen Marktöffnung weiterzuführen. Dies bedingt, die aktuelle Befristung gemäss Art. 38 Abs. 2 EnG durch eine neue Übergangslösung zu ersetzen.

5. Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind finanzielle Förderungen nicht ausreichend. Dazu braucht es ein wesentlich umfassenderes Konzept, das auch Hemmnisse im Umweltbereich sowie allgemein bei Auflagen adressiert und reduziert.

Alleine die Festsetzung von verbindlichen Zielen für die Wasserkraft und die Erhöhung der Förderbeiträge sind keine Garantie, dass mehr Projekte in Neubau, Erweiterungen und Erneuerungen realisiert werden.

In den letzten Jahrzehnten sind die ökologischen Anforderungen an die Wasserkraft stets gestiegen. Der SWV hat in einer Untersuchung aufgezeigt⁸, dass in Anwendung der heutigen Praxis die Umsetzung der Restwasserbestimmungen aus dem Gewässerschutzgesetz zu deutlich höheren Einbussen führen dürfte, als dies der Bund in seinen Grundlagen zum Wasserkraftpotenzial unterstellt. Bei der Festlegung der Ausbauziele und entsprechender Fördermodelle sollte daher den höheren Einbussen aus der Restwassersanierung unbedingt gebührend Rechnung getragen werden – ohne eine laufende Überprüfung werden sonst die Ziele der Energiestrategie 2050 gefährdet.

In der Praxis sind zudem die Hindernisse auf Grund des Landschafts- und Gewässerschutzes bei vielversprechenden Projekten weiterhin gross, trotz des neu eingeführten nationalen Interesses der erneuerbaren Energien, das eine Interessenabwägung ermöglichen sollte. Hier zweifelt auch die KHR daran, dass die Bundesstellen, die die Nutzenseite vertreten, genügend Einfluss haben und nehmen, um ein Gegengewicht zur Schutzseite aufzubauen.

Beispielsweise entstehen beim aktuellen Rückzug der Gletscher neue Gletschervorfelder, die vom Bundesamt für Umwelt möglichst rasch inventarisiert und unter Schutz gestellt werden. Aufgrund der langen Planungszeiten für Speicher fallen Gletschervorfelder somit schneller unter den Schutzstatus als dass Projekte bewilligt werden können. Dies hat zur Folge, dass ideale Standorte für Speicher im Bereich von Gletschervorfeldern verunmöglicht werden. Deshalb hat der Bundesrat die Koordination für zukünftige erfolgsversprechende Speicherstandorte rasch an die Hand zu nehmen.

Das BFE zeigt in seinem Bericht von 2019 zum Potenzial der Wasserkraft auf, dass sich unter «heutigen Nutzungsbedingungen» ein Rückgang der Wasserkraft abzeichnet. Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind «optimierte Nutzungsbedingungen» notwendig. Hier hat der Bundesrat im Rahmen der Anpassung des Energiegesetzes bzw. gemäss Motion 19.3004 die Aufgabe aufzuzeigen, wie er diese Rahmenbedingungen sicherstellen will und wie eine gezielte Konkretisierung dieser «optimierten Nutzungsbedingungen» aussieht.

⁸ Pfammatter R., N. Semadeni-Wicki: Energieeinbussen durch Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick. Wasser Energie Luft 4/2018.

Insbesondere ist ein umfassendes Monitoring aufzubauen, das nicht nur die Produktion und die jährlich realisierten Projekte erwähnt, sondern auch aufzeigt, zu welchen Produktionseinbussen Vorgaben an die ökologischen Parameter und Auflagen führen.

6. Mit dem europaweiten Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie nimmt der Bedarf an kurz- und langfristiger Speicherung zu. Ein Ausschluss von Pumpspeicherprojekten ist in diesem Kontext nicht nachvollziehbar.

Die Förderung der Photovoltaik und Windenergie in ganz Europa im Allgemeinen aber auch in der Schweiz im Speziellen wird zu einem erhöhten Bedarf an kurz- und langfristigen Speichermöglichkeiten führen. Pumpspeicherkraftwerke eignen sich hervorragend für die Gewährleistung der Systemstabilität und der Integration der volatilen Erzeugungsformen. Zudem werden sie auch längerfristig zu den effizientesten Kurzfristspeichern zählen; dies vor allem auf Grund ihrer hohen Wirkungsgrade.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nachvollziehbar, warum die systemrelevanten Pumpspeicherkraftwerke weiterhin von jeglicher Förderung ausgeschlossen werden, umso mehr, weil diese Kraftwerke nicht nur einen nationalen sondern auch einen internationalen Beitrag an die Gewährleistung der Systemstabilität leisten können und folglich auch von volkswirtschaftlichem Interesse für die Schweiz sind.

Im Weiteren ist festzuhalten, dass die Planung und Realisierung solcher Anlagen mit langen Vorlaufzeiten verbunden sind. Sollte sich im Verlaufe des nächsten Jahrzehnts ein grosser Bedarf abzeichnen – was gemäss Energieperspektiven 2050 der Fall ist – dann dürfte es für eine zeitgerechte Inbetriebnahme zu spät sein.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken.

Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme oder Hinweisen stehen wir natürlich gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüssen

KRAFTWERKE HINTERRHEIN AG



Guido Conrad

Direktor



Markus Clavadetscher

Bereichsleiter Betrieb und Wartung



Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Kraftwerke Oberhasli AG
Grimselstrasse 19
3862 Innertkirchen
Telefon +41 33 982 20 11
Telefax +41 33 982 20 05
www.grimselstrom.ch

Innertkirchen, 9. Juni 2020

bme / DVA / Direktwahl 033 982 21 06 / melchior.blatter@kwo.ch

**Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes
Stellungnahme Kraftwerke Oberhasli AG**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes Stellung nehmen zu können. Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr und unterbreiten Ihnen unsere wichtigsten Anliegen.

Für die Kraftwerke Oberhasli AG (KWO), mit einer Jahresproduktion von rund 2'400 Gigawattstunden eines der führenden Wasserkraftwerke der Schweiz, ist es von zentraler Bedeutung, wenn mit der Revision des Energiegesetzes verlässliche Rahmenbedingungen für den Zubau der Stromproduktion geschaffen werden,

Unsere Stellungnahme stützt sich vollumfänglich auf die Eingabe des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes.

Als Mitglied des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV) unterstützen wir deren Stellungnahme vollumfänglich. Entsprechend unserer Tätigkeit als Stromproduzentin aus Wasserkraft konzentriert sich unsere Stellungnahme auf die Wasserkraft als Hauptpfeiler der Schweizer Stromversorgung – in den Bereichen der Produktion, der Speicherung und der Flexibilität.

Einschätzungen zur Revision

Die KWO hat die folgenden Einschätzungen und Positionen zur vorgeschlagenen Revision:

-
1. Die KWO begrüsst die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes längerfristig verlässlichere Rahmenbedingungen für den Zubau der Stromproduktion aus Wasserkraft zu schaffen.

Insbesondere wertet die KWO die Verlängerung von Unterstützungsmassnahmen zugunsten der Wasserkraft, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, die Förderbeiträge für die Projektierungskosten und die Möglichkeit des UVEK, Anlagen als prioritär einzustufen, als positiv.

Die Bestrebungen sind erkennbar, dass der Bundesrat der Förderung des *Zubaus* der Wasserkraft eine zunehmend höhere Bedeutung beimisst. Zeichen dieser Bestrebungen sind die zeitliche Verlängerung des Förderinstrumentes, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, und die Beitragsleistungen an die Projektierungskosten.

Ebenfalls positiv wertet die KWO den Wegfall der Festsetzung des Investitionsbeitrages anhand der nicht-amortisierbaren Mehrkosten, wobei sich hier noch weisen muss, ob sich mit einer neuen Bewertungsgrundlage, die in der Energieförderungsverordnung (EnFV) durch den Bundesrat verabschiedet werden wird, materiell etwas verbessern wird. Denn die heutige Ausgestaltung zeigt, dass mit den vom BFE eingesetzten Preisprognosen und Annahmen zum Kapitalkostensatz Investitionen nicht getätigt werden, weil die Projekte aus Sicht der Investoren auch mit Investitionsbeiträgen weder wirtschaftlich noch konkurrenzfähig sein werden. Deshalb hat der Bundesrat bereits in der Botschaft zuhanden des Parlamentes die Grundzüge der neuen Bewertungsgrundlage aufzuzeigen.

Dank Art. 26 Abs. 7 wird das UVEK prioritäre Anlagen bezeichnen. Die KWO begrüsst diese Priorisierungsmöglichkeit, ist aber der Meinung, dass dies durch den Bundesrat und nicht durch das Departement zu erfolgen hat. Im Weiteren sollten die Kriterien für eine Priorisierung konkretisiert werden, denn die gemäss Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Mengenziele pro Jahr nach Art. 2 Abs. 2 sind im Hinblick auf die Versorgungssicherheit nicht sachgerecht. Vielmehr ist – wie in den Erläuterungen des Bundesrates erwähnt – der Beitrag an die Versorgung im Winter zu priorisieren.

Mit Einfügen von Art. 36 Abs. 2 wird zudem der Ausbau «flexibilisiert», das heisst gute Projekte können bei Vorliegen der Projektunterlagen unterstützt werden, indem Beiträge aus der Nachperiode zur Verfügung gestellt werden können, was die KWO ebenfalls begrüsst.

-
2. Die Vorlage adressiert die Versorgungssicherheit nur ungenügend. Folglich ist es unzulässig, die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 abzuschreiben.
-

Der Bundesrat hält in seinen Erläuterungen fest, dass «die Planungszeit von Wasserkraft- und Windenergieanlagen mehr als zehn Jahre dauern kann». Konkret heisst dies, dass komplexe Kraftwerkprojekte nach Inkrafttreten dieses Gesetzes unmittelbar angegangen werden müssen, um vor Auslaufen der Massnahme noch von einem Investitionsbeitrag profitieren zu können. Obschon also die Frist bis 2035 verlängert wird, kann aus Sicht Wasserkraft nur bedingt von langfristig stabilen und planbaren Förderbedingungen gesprochen werden.

Im Weiteren adressiert die Vorlage die Versorgungssicherheit nur ungenügend. So wird zum Beispiel kaum aufgezeigt, wie trotz erhöhter Investitionsbeiträge die Winterenergie, die durch den Ausstieg der Kernenergie wegfällt, ersetzt werden soll. Hier kann die Wasserkraft einen substanziellen Beitrag leisten, zum Beispiel durch Staumauererhöhungen für den Ausbau der saisonalen Speicherung¹ oder durch die Nutzung des Wasserkraftpotenzials durch neu gebildete Gletscherseen.

Ebenso fehlt die Festsetzung eines Ziels in Bezug auf die absolute oder relative Höhe der inländischen Stromproduktion im Verhältnis zum inländischen Stromverbrauch – sinnvollerweise definiert für die Knappheitsmonate im Winterhalbjahr – also der Festsetzung eines Eigenversorgungsgrades, wie dies die EICom in ihrem Grundlagenpapier zur Winterversorgung anregt.

Zudem erhöht der geforderte Zubau der erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik, die Long-Position im Sommer weiter und führt – wie in Deutschland vielfach zu beobachten ist – zu einem Preiserfall, welcher die Rentabilität aller Technologien schwächt und damit den Trend zu geringeren nichtgeförderten Investitionen verstärkt.

Damit werden die Forderungen der Mo. 18.3000 «Der Bundesrat wird beauftragt, im Rahmen der Revision des StromVG Vorschläge zu unterbreiten, um Investitions- oder Reinvestitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen, insbesondere der Wasserkraft, zu schaffen.» und Mo. 19.3004 «Der Bundesrat wird beauftragt [...] eine Marktordnung zu unterbreiten, welche die langfristige Versorgungssicherheit durch eine angemessene Inlandproduktion gewährleistet» nicht abgedeckt. Folglich ist es unzulässig mit der vorliegenden Revision diese beiden Kommissionsmotionen abzuschreiben, wie dies der Bundesrat in seinen Erläuterungen festhält.

3. Es ist fraglich, ob Investitionsbeiträge in der jetzigen Ausgestaltung das richtige Instrument sind, um die Zubauziele zu erreichen. Optimistischere Annahmen des Bundesrates insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der Strompreise und beim Kapitalkostensatz führen dazu, dass sich kaum Investoren für Projekte finden lassen.

Die Einführung eines ausschreibungsbasierten Instrumentes würde sowohl dem Bund als auch den Investoren eine höhere Flexibilität geben und sollte deshalb im Rahmen der Erfüllung beider Motionen 18.3000 und 19.3004 geprüft werden.

In der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge legt der Bundesrat die Parameter zur Beurteilung der Gesuche fest. So bilden eine bundesinterne Prognose für die langfristige Entwicklung der Strompreise und der vom UVEK festgesetzte Kapitalkostensatz die wesentlichen Einflussfaktoren zur Bestimmung der Höhe der Investitionsbeiträge. Mit dieser starren Regelung wird das Ziel des optimalen Einsatzes von Fördergeldern nicht erreicht. Derzeit werden Projekte nicht realisiert, weil der Investor die Risiken höher einschätzt als der Bund. Für eine Verbesserung des Investitionsklimas wäre eine Anpassung der Parameter für die Strompreise und den Kapitalkostensatz notwendig. Grundsätzlich besteht mit der jetzigen Regelung aber auch die Gefahr einer Überförderung, sofern der Investor von optimistischeren Annahmen in Bezug auf die Rentabilität ausgeht als der Bund. In beiden Fällen führt diese Ineffizienz zu einer zusätzlichen Hürde für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie.

Effizienter könnten je nach Ausgestaltung ausschreibungsbasierte Instrumente sein, da sie Investoren in die Lage versetzen, eigene Annahmen in die Berechnung einfließen zu lassen. Dies hätte einerseits den positiven Effekt, dass Projekte, die eingereicht und einen Zuschlag durch den Bund erhielten, auch tatsächlich realisiert werden würden, da der Investor sein Risiko als genügend abgedeckt sieht. Andererseits wäre durch die Ausschreibung auch sichergestellt, dass die Investoren in einem Wettbewerbsverhältnis zueinander stehen, was die Gefahr einer Überförderung verringert.

Als weiterer Vorteil ist zu nennen, dass der Bund in den Ausschreibungen sehr spezifische Vergabekriterien an das Produkt stellen könnte. So sind zum Beispiel der Beitrag an die Winterversorgung bzw. die Speichergrösse für die sichere Versorgung von zentraler Bedeutung. Im Weiteren könnte er den Wettbewerb zusätzlich fördern, in dem das Instrument technologieübergreifend angewendet wird.

Zu möglichen Ausgestaltungen zirkulieren innerhalb der Schweiz verschiedene Vorschläge und im Ausland, insbesondere in Nachbarländern, werden solche ausschreibungsbasierten Instrumente erfolgreich angewandt. Der Ausgestaltung kommt eine erhebliche Bedeutung zu, da sie letztlich über den Erfolg des Instrumentes, das heisst über Investitionen in den Zubau der Schweizer Wasserkraft, entscheidet. Die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 dienen als geeigneter Anknüpfungspunkt für die Überarbeitung des bestehenden Instrumentes.

Sollte der Gesetzgeber an der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge festhalten, dann müsste er den Bundesrat auffordern, die langfristige Preisprognose und den Kapitalkostensatz so anzusetzen, dass die Investitionsbereitschaft verbessert wird.

4. Um die Ziele der Energiestrategie zu erreichen, ist nicht der Zubau der Wasserkraft prioritär sondern der Erhalt der bestehenden Wasserkraftproduktion. Dass erhebliche Erneuerungen für Anlagen grösser 5 MW neu explizit aus der Förderung ausgeschlossen werden, ist somit nicht sachgerecht.

Die Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftproduzenten ist nicht auszudehnen, sondern im Gegenteil zu lindern.

Im Jahr 2019 hat die Wasserkraft 40 556 GWh oder 56.4 % an die inländische Produktion beigetragen. Um auch weiterhin einen hohen Anteil Wasserkraft – gemäss Akademie der technischen Wissenschaften ist die Energiebilanz der Wasserkraft herausragend – sicherstellen zu können, sind jährlich rund CHF 500 Mio. an Investitionen in den Erhalt der bestehenden Wasserkraft notwendig. In den letzten Jahren fielen die Investitionen aufgrund tiefer Marktpreise jedoch bedeutend geringer aus. Sinken die Marktpreise über mehrere Jahre auf ein tiefes Niveau, werden die Investitionen – bei gleichbleibend hoher Abgabenlast – auf ein sicherheitstechnisch vertretbares Minimum reduziert. In der Folge verschlechtert sich der Zustand der Anlagen, was einerseits negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat und andererseits zum Verfehlen der Ziele der Energiestrategie führt.

Es ist deshalb nicht sachgerecht und für die KWO unverständlich, dass der Bundesrat die Förderung von erheblichen Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von über 5 MW explizit aus der Förderung ausschliesst, zumal die Leistungsgrenze willkürlich festgesetzt ist. Die Einführung dieser Grenze führt zu einer zusätzlichen Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftbetreibern. Zudem sind die angeführten Argumente in den Erläuterungen irreführend und stehen in direktem Widerspruch zu den im Bericht genannten Zielen. Vielmehr müsste der Bundesrat ein Interesse haben bzw. ist gemäss Motion 18.3000 verpflichtet, weitergehende Absicherungsinstrumente vorzustellen, die es einem Betreiber erlauben, auch in schlechten bzw. unsicheren Zeiten in seine bestehenden Anlagen zu investieren, also eine Art Marktpreisrisiko-Versicherung. Eine solche Versicherung könnte zum Beispiel vorsehen, dass bei länger anhaltend tiefen Marktpreisen der Investor einen Teil seiner getätigten Investitionen in Erneuerungen zurückerstattet bekommt.

Mit der vollständigen Marktöffnung wird die Wasserkraft vollumfänglich dem Markt ausgesetzt sein, was die finanziellen Risiken für die Betreiber weiter erhöht. Ohne finanzielle Absicherung wird dies zu einer zusätzlichen negativen Beeinträchtigung der Investitionsbereitschaft führen. Dazu ist zu bemerken, dass der ungeplante Ausfall eines grösseren Bestandskraftwerkes aufgrund aufgeschobener Erneuerungsinvestitionen nicht anderweitig kompensiert werden kann. Gleichzeitig bleiben als Folge der ausbleibenden Erneuerungsinvestition die Eingriffe in die Natur bestehen, wo ansonsten Verbesserungen erreicht würden.

Bis die vollständige Markttöffnung in Kraft tritt, sind die ungleich langen Spiesse zwischen Betreibern die am Markt agieren und Betreibern mit gebundenen Endverbrauchern weiterhin zu lindern. Dazu ist die Marktprämie bis zur vollständigen Markttöffnung weiterzuführen. Dies bedingt, die aktuelle Befristung gemäss Art. 38 Abs. 2 EnG durch eine neue Übergangslösung zu ersetzen.

5. Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind finanzielle Förderungen nicht ausreichend. Dazu braucht es ein wesentlich umfassenderes Konzept, das auch Hemmnisse im Umweltbereich sowie allgemein bei Auflagen adressiert und reduziert.

Alleine die Festsetzung von verbindlichen Zielen für die Wasserkraft und die Erhöhung der Förderbeiträge sind keine Garantie, dass mehr Projekte in Neubau, Erweiterungen und Erneuerungen realisiert werden.

In den letzten Jahrzehnten sind die ökologischen Anforderungen an die Wasserkraft stets gestiegen. Der SWV hat in einer Untersuchung aufgezeigt, dass in Anwendung der heutigen Praxis die Umsetzung der Restwasserbestimmungen aus dem Gewässerschutzgesetz zu deutlich höheren Einbussen führen dürfte, als dies der Bund in seinen Grundlagen zum Wasserkraftpotenzial unterstellt. Bei der Festlegung der Ausbauziele und entsprechender Fördermodelle sollte daher den höheren Einbussen aus der Restwassersanierung unbedingt gebührend Rechnung getragen werden – ohne eine laufende Überprüfung werden sonst die Ziele der Energiestrategie 2050 gefährdet.

In der Praxis sind zudem die Hindernisse auf Grund des Landschafts- und Gewässerschutzes bei vielversprechenden Projekten weiterhin gross, trotz des neu eingeführten nationalen Interesses der erneuerbaren Energien, das eine Interessenabwägung ermöglichen sollte. Hier zweifelt der SWV daran, dass die Bundesstellen, die die Nutzenseite vertreten, genügend Einfluss haben und nehmen, um ein Gegengewicht zur Schutzseite aufzubauen.

Beispielsweise entstehen beim aktuellen Rückzug der Gletscher neue Gletschervorfelder, die vom Bundesamt für Umwelt möglichst rasch inventarisiert und unter Schutz gestellt werden. Aufgrund der langen Planungszeiten für Speicher fallen Gletschervorfelder somit schneller unter den Schutzstatus als dass Projekte bewilligt werden können. Dies hat zur Folge, dass ideale Standorte für Speicher im Bereich von Gletschervorfeldern verunmöglicht werden. Deshalb hat der Bundesrat die Koordination für zukünftige erfolgsversprechende Speicherstandorte rasch an die Hand zu nehmen.

Das BFE zeigt in seinem Bericht von 2019 zum Potenzial der Wasserkraft auf, dass sich unter «heutigen Nutzungsbedingungen» ein Rückgang der Wasserkraft abzeichnet. Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind «optimierte Nutzungsbedingungen» notwendig. Hier hat der Bundesrat im Rahmen der Anpassung des Energiegesetzes bzw. gemäss Motion 19.3004 die Aufgabe aufzuzeigen, wie er diese Rahmenbedingungen sicherstellen will und wie eine gezielte Konkretisierung dieser «optimierten Nutzungsbedingungen» aussieht.

Insbesondere ist ein umfassendes Monitoring aufzubauen, das nicht nur die Produktion und die jährlich realisierten Projekte erwähnt, sondern auch aufzeigt, zu welchen Produktionseinbussen Vorgaben an die ökologischen Parameter und Auflagen führen.

6. Mit dem europaweiten Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie nimmt der Bedarf an kurz- und langfristiger Speicherung zu. Ein Ausschluss von Pumpspeicherprojekten ist in diesem Kontext nicht nachvollziehbar.

Die Förderung der Photovoltaik und Windenergie in ganz Europa im Allgemeinen aber auch in der Schweiz im Speziellen wird zu einem erhöhten Bedarf an kurz- und langfristigen Speichermöglichkeiten führen. Pumpspeicherkraftwerke eignen sich hervorragend für die Gewährleistung der Systemstabilität und der Integration

der volatilen Erzeugungsformen. Zudem werden sie auch längerfristig zu den effizientesten Kurzfristspeichern zählen; dies vor allem auf Grund ihrer hohen Wirkungsgrade.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nachvollziehbar, warum die systemrelevanten Pumpspeicherkraftwerke weiterhin von jeglicher Förderung ausgeschlossen werden, umso mehr, weil diese Kraftwerke nicht nur einen nationalen sondern auch einen internationalen Beitrag an die Gewährleistung der Systemstabilität leisten können und folglich auch von volkswirtschaftlichem Interesse für die Schweiz sind.

Im Weiteren ist festzuhalten, dass die Planung und Realisierung solcher Anlagen mit langen Vorlaufzeiten verbunden sind. Sollte sich im Verlaufe des nächsten Jahrzehnts ein grosser Bedarf abzeichnen – was gemäss Energieperspektiven 2050 der Fall ist – dann dürfte es für eine zeitgerechte Inbetriebnahme zu spät sein.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken.

Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme oder Hinweisen stehen wir natürlich gerne weiterhin zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Kraftwerke Oberhasli AG



Daniel Fischlin
CEO



Marco Ryter
Asset Manager

Solothurn, 19.05.2020

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Bearbeitung: CH/KO
Telefon 032 626 94 19

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Stellungnahme der Regio Energie Solothurn zur Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns herzlichst für die Möglichkeit, im Rahmen der Vernehmlassung zum Entwurf des Energiegesetzes, Stellung nehmen zu können. Grundsätzlich begrüssen wir die Absicht des Bundesrats die Erzeugung von erneuerbaren Energien im Inland zu stärken, um so die Ziele der Energiestrategie 2050 (ES2050) und des Abkommens von Paris (COP21) zu erreichen. Weiterhin begrüssen wir die Vereinheitlichung der Förderungen gewisser Technologien, wie sie durch die Implementierung von Investitionsbeiträge im Sinne des Art. 24ff EnG erfolgt ist.

Die Weiterführung der bestehenden sektor- und technologiespezifischen Förderung lehnen wir hingegen ab und fordern, dass die erneuerbare Energien unabhängig von der genutzten Technologie und dem erzeugten Gut (Elektrizität, Gas, Wärme) eine Förderung erfahren, welche sich in ihrer Höhe an den Zielvorgaben orientieren muss. Diese bisherigen Zielvorgaben, welche sich lediglich auf den Sektor Strom bezogen, sind dementsprechend um Zielvorgaben zur Produktion von erneuerbaren Gasen/ erneuerbarer Wärme zu ergänzen. (siehe Anmerkungen zu Art. 2 EnG)

Das Energiegesetz bietet im Gegensatz zum StromVG oder zum Entwurf des GasVG die passende Basis um diese technologieneutrale und sektorübergreifende Förderung zu definieren. Aufgrund dessen sollten alle Förderungen betreffend der Produktion, Umwandlung und Speicherung von erneuerbarer Energie in diesem Gesetz gemeinschaftlich definiert werden um Abweichungen im Förderungsregime betreffend der verwendeten Technologien (PV, Wind, Wasser, Biomasse, P2G, Geothermie) und/ oder der verwendeten Sektoren (Gas, Strom, Wärme) zu vermeiden. Dies würde auch den Aussagen im Kontext zum Entwurf des GasVG entsprechen, welche eine sektorübergreifende Förderungen von erneuerbaren Energien in Aussicht stellten, weshalb auf eine sektorspezifische Förderung von erneuerbaren Gase verzichtet wurde. Die von uns geforderte Änderung des Förderregimes bedingt eine konsequente Überarbeitung der Kapitel 4, 5 und 6 des Energiegesetzes, welche hiermit beantragt wird.

Nachfolgend wollen wir uns jedoch in unserer Stellungnahme auf die Artikel fokussieren, welche durch die Gesetzesrevision eine Änderung erfuhren und nach unserer Einschätzung besonders hinderlich betreffend dem Ausbau der Produktion und der effizienten Verwendung von erneuerbarer Energien wirken. Bei Fragen zu unserer Eingabe, resp. zu unseren Anträgen, können Sie sich gerne an Carsten Hahn (carsten.hahn@regioenergie.ch; 032 626 94 19) wenden.

Exkurs: Änderung des StromVG

Gleichzeitig wurde mit der Revision des Energiegesetzes vom BFE, ein Faktenblatt betreffend der Änderung des Stromversorgungsgesetz veröffentlicht. Dieses Faktenblatt entspricht zu grossem Teilen dem Entwurf des StromVG, welcher uns am 17.10.2018 zugegangen ist. Wie wir bereits im Schreiben vom 8.1.2019 zum Ausdruck gebracht haben, begrüssen wir grundsätzlich die Marktöffnung. Wir lehnen jedoch den Fortbestand der preislich und qualitativ regulierten Grundversorgung ab, da mit der Öffnung des Marktes im Energiemarkt kein Monopol mehr existiert, welches einen Markteingriff begründen könnte. Gleichzeitig lehnen wir die Liberalisierung des Messwesens sowie die Sunshine-Regulierung aufgrund der Mehrkosten ab, welche nicht im Einklang mit den Erlösen und somit im Widerspruch zu den Vorgaben des Art. 8 Abs. 1 Bst. a StromVG stehen. Auch sind wir der Ansicht, dass die Flexibilität im Eigentum des VNB bleiben müssen, da so bereits realisierte Effizienzgewinne, z.B. durch eine Mittagssperre für gewisse grosse Verbraucher mit grossen Leistungsspitzen, nicht verloren gehen, was die Energieversorgung verteuern würde. Ebenfalls ablehnend ist unsere Haltung betreffend der «verursachergerechte Netztarifierung». Die beabsichtigte Steigerung der Leistungskomponente behindert zum aktuellen Zeitpunkt der Ausbau von Produktionsanlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien und führt durch die verminderte Energiekomponente zu einem geringeren ökologisch sinnvollen Umgang mit Energie, was im Widerspruch zu den Zielen gemäss ES2050/ COP21 steht. Gleichzeitig lehnen wir die beabsichtigte Beibehaltung der Sonderlösung, resp. die Befreiung von Pumpspeicherkraftwerke im Gegensatz zu anderen Speichern vom Netznutzungsentgelt, ab. Ebenso wie die Förderung von Produktionsanlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien muss auch die Bedingungen betreffend dem Netzentgelt sektor- und technologieneutral ausgestaltet werden, weshalb wir beantragen sämtliche Speicher vom Netznutzungsentgelt zu befreien. Positiv hingegen bewerten wir die Möglichkeiten der regulatorischen Sandbox und der Beibehaltung der Vergütungspflicht von erneuerbaren Energien für die Verteilnetzbetreiber. Die aktuelle Idee der Schaffung einer zentralen Stelle, welche dieser Vergütungspflicht zu einem Minimalpreis nachkommen muss, lehnen wir hingegen ab. Die Hoheit über die Höhe des Rückspeisetarifs muss nach unserer Ansicht zwingend beim Verteilnetzbetreiber verbleiben, da so der Inhaber (hauptsächlich Gemeinden, Kantone) über ein klimapolitisches Instrument zur Einflussnahme verfügt. Die detaillierten Anträge inkl. Begründungen zu den Änderungen des StromVG können Sie unserer Eingabe vom 8.1.2019 entnehmen.

Das im Vergleich zum Revisionsentwurf vom 17.10.2018 zusätzlich aufgenommene Thema «Quartierstrom/ Energiegemeinschaften» bewerten wir, ohne die genaue Ausgestaltung bisher zu kennen, ebenfalls kritisch. Im Gegensatz zu den heute üblichen Eigenversorgungsgemeinschaften, werden bei Quartierlösungen Leitungen genutzt, die öffentlichen Grund querend und für deren Sicherheit bisher die Verteilnetzbetreiber zuständig waren. Durch die beabsichtigte Änderung existiert keine klare Trennung mehr zwischen den Rollen eines «Quartierstrombetreiber» und eines Energieversorgers, welcher jedoch im Gegensatz zu ersteren regulatorischen Vorgaben unterworfen ist. Weiterhin sehen wir, die Sicherheit durch die ungeklärten Zuständigkeiten sowie die Effizienz des Stromnetzes durch den potentiellen Bau von Parallelleitungen gefährdet. Quartierlösungen müssen nach unserer Ansicht zwingend vom

lokalen Energieversorger betrieben und so ausgestaltet werden, dass die Vorgaben nicht zu einer Entsolidarisierung betreffend dem Netznutzungsentgelt führen.

Freundliche Grüsse
Regio Energie Solothurn

Felix Strässle
Direktor der Regio Energie Solothurn

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien 1. Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 11 400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 24 200 GWh zu betragen. 2. Die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft hat im Jahr 2035 mindestens 37 400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 38 600 GWh zu betragen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Werten enthalten. 3. Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenziele festlegen.	Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien 1. Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 11 400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 24 200 GWh zu betragen. 2. Die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft hat im Jahr 2035 mindestens 37 400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 38 600 GWh zu betragen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Werten enthalten. 3. Die Produktion von Wärme aus erneuerbaren Energien, hat im Jahr 2035 mindestens xxx GWh und im Jahr 2050 mindestens xxx GWh zu betragen. 4. Die Produktion von Gas aus erneuerbaren Energien, hat im Jahr 2035 mindestens xxx GWh und im Jahr 2050 mindestens xxx GWh zu betragen. 5. Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenziele festlegen.	Die Regio Energie Solothurn setzt sich für eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Energieversorgung der Stadt und der Region Solothurn ein und begrüsst in diesem Sinne die Definition der klaren Ausbauziele erneuerbarer Energien. Weiterhin begrüssen wir, die weiterhin klaren Regelungen zu Berücksichtigung von Pumpspeicherkraftwerke, welche zusammen mit anderen Speichertechnologien technologieutral gefördert werden sollten. Im Gegensatz zum Entwurf des Energiegesetzes sind wir jedoch der Auffassung, dass die Energieversorgung gesamtheitlich betrachtet werden muss. Eine reine Fokussierung auf den Strombereich lehnen wir aufgrund der damit verbundenen Ineffizienzen (Problematik: Speicherung von Strom, Winterlücke, nicht bedarfsgerechte Produktion) und Mehrkosten für die Bevölkerung, auch im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz zu anderen Ländern, ab. Ebenso wie in der EU sollte auch in der Schweiz die bestehende Infrastruktur und die Opportunitäten des Sektors Gas und des Sektors Wärme (Fern- und Nahwärmenetze) zur Speicherung und Transport von Energie in Zukunft vermehrt genutzt werden. Nur so können wir in der Schweiz ein Gesamtsystem etablieren, welches die inländische Produktion von erneuerbaren Energien mit dem inländischen Nachfragverhalten durch intelligente Produktions-, Speicherungsanlagen und komplementäre Transportnetze in Einklang bringt. Verzichteten wir durch die nicht Berücksichtigung des Sektors Gas und des Sektors Wärme auf diese Möglichkeiten der Sektorkopplung, so wird die Abhängigkeit der Schweizer Energieversorgung insbesondere im Winter durch den Ausstieg aus der Atomkraft und die geringen saisonalen Speicherkapazitäten massiv erhöht. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die Entwicklungen im Ausland (z.B. Atom- und Kohleausstieg in Deutschland) als kritisch zu bewerten. Aufgrund der zuvor genannten Gründe beantragen wir den Art. 2 EnG mit einem Zielwert für die inländische Produktion von erneuerbaren Gasen und Wärme zu ergänzen. Dieser Zielwert sollte den SMART Grundsatz entsprechen und zusammen mit der Branche im Hinblick auf die klimapolitischen Zielen der Schweiz definiert werden.

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Art. 13 Zuerkennung des nationalen Interesses in weiteren Fällen 1. Der Bundesrat kann einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn: - sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele leistet; und - der Standortkanton einen entsprechenden Antrag stellt. 2. Bei der Beurteilung des Antrags berücksichtigt der Bundesrat, ob, wie viele und welche	Art. 13 Zuerkennung des nationalen Interesses in weiteren Fällen 1. Der Bundesrat kann einer Anlage zur Produktion von Strom, Gas oder Wärme aus erneuerbaren Energien oder zu deren Speicherung trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn: - sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele leistet; und - der Standortkanton einen entsprechenden Antrag stellt. 2. Bei der Beurteilung des Antrags berücksichtigt der Bundesrat, ob, wie viele und welche	Wie bereits in den Ausführungen zu Artikel 2 zum Ausdruck gebracht worden ist, setzt sich die Regio Energie Solothurn aktiv für eine sektorübergreifende und technologieneutrale Sichtweise ein, welche die Umsetzung der Ziele aus der ES2050 und des COP21 sozialverträglich ermöglicht. Aufgrund dieser Überlegungen fordern wir, dass neben Anlagen zur Stromproduktion auch Anlagen zur Wärme- und zur Gasproduktion von nationalem Interesse sein können, wenn sie erneuerbare Energien nutzt. Die in Art. 13 Abs. 1 EnG vorgesehene Sonderlösung zugunsten der Pumpspeicherkraftwerken lehnen wir ab. Sie führt zu einer Bevorteilung und damit zu einer Behinderung anderer Technologien, was einem unbegründeten und unzulässigen Technologieverbot entspricht. Technologien, welche zu einer sicheren und kostengünstigen Energieversorgung beitragen und einen Beitrag zur Energiestrategie 2050 leisten könnten (wie zum Beispiel Power to Gas Anlagen) werden somit entgegen ihres ökologischen und ökonomischen Nutzen be- bzw. verhindert. Eine Optimierung der Energienetze als Ganzes, d.h. die gemeinsame Nutzung der jeweiligen Vorteile und Kapazitäten des Strom-, Gas- und Fernwärmenetze wird hierdurch verhindert. Speichieranlagen sind grundsätzlich technologieneutral und sektorübergreifend zu behandeln. Auf Speziallösungen sollte ebenso wie bei der Förderung von Anlagen verzichtet werden.

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Kapitel 5 Investitionsbeitrag für Photovoltaik-; Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieranlagen	Kapitel 5 Investitionsbeitrag für Photovoltaik-; Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieranlagen sowie Anlagen zur Produktion erneuerbarer Gase	Wie bereits zuvor aufgezeigt, setzt sich die Regio Energie Solothurn aktiv für eine sektorübergreifende und technologie neutrale Sichtweise ein, welche die Umsetzung der Ziele aus der ES2050 und des COP21 sozialverträglich ermöglicht. Aufgrund dessen befürworten wir den Ausbau und die Nutzung inländisch produzierter erneuerbarer Energie und haben uns mit Investitionen sowohl im Bereich der Photovoltaik, der Biomasse, der Windkraft als auch im Bereich der Power-to-Gas- Technologie aktiv für deren Ausbau engagiert. Erneuerbare Energien lassen sich jedoch entgegen der Fokussierung des Energiegesetzes nicht nur in Form von Strom, sondern ebenfalls in Form von Gas und Wärme gewinnen, transportieren und vom Endkunden zur Bedürfnisbefriedigung einsetzen. Der Zwang zur Umwandlung von erneuerbaren Energien in Strom zum Erhalt von Fördergeldern führt zu massiven Wirkungsverlusten, welche den Anteil der erneuerbarer Energie, der von den Endkunden genutzt werden kann, unnötig im grossem Umfang vermindert. So nutzen Endkunden Strom aus Geothermie- oder Kehrlichtverbrennungsanlagen, sowie Strom aus erneuerbare Gasen um wiederum Wärme zu produzieren, obwohl durch die Verteilung der Wärme über Nah- und Fernwärmenetze und die dezentrale Nutzung von Gas zur Produktion von Wärme und Strom im Gebäude einen viel höheren Wirkungsgrad erzielt werden könnte. Im Hinblick auf diese Widersprüche ist die überarbeitete Förderung der Produktion erneuerbarer Energien sektorübergreifend und technologie neutral auszugestalten. Weiterhin ist bei der Förderung der Produktion erneuerbarer Energien zu beachten, dass der erneuerbare Strom insbesondere aus PV Anlagen und Windkraftanlagen stark volatil ist und nicht im Einklang mit der inländischen Nachfrage steht. Um einen Ausgleich zwischen der inländischen Produktion erneuerbarer Energien mit der inländischen Nachfrage zu bewirken benötigt es saisonaler Speicher. Hierzu muss die Sektorgrenze zum Gas und zur Wärme aufgebrochen werden, in dem Anlagen zur Sektorkopplung ebenfalls mit einem Investitionsbeitrag gefördert werden. Weitere Erklärungen hierzu, können sie unseren Ausführungen zu Artikel 27c entnehmen.

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Art. 24 Grundsatz Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.	Art. 24 Grundsatz Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität, <u>Gas oder Wärme</u> aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.	Die bisherige Fokussierung der Förderung auf den Sektor Strom führt dazu, dass die Potentiale der anderen Sektoren zu wenig genutzt werden und, wie zuvor aufgezeigt, ein grosser Teil der erneuerbaren Energie durch Umwandlungsvorgänge (Geothermieranlage, Biomasseanlagen) verloren geht, resp. nicht effizient verwendet wird. Um die Vorgaben aus der ES 2050 und dem Abkommen von Paris (COP21) sozialverträglich umzusetzen, muss die Gewinnung und Nutzung erneuerbarer Energien sektorübergreifend erfolgen. Hierzu müssen Produktionsanlagen zur Gewinnung von erneuerbarer Gase oder Wärme, welche aus erneuerbaren Quellen stammt, ebenfalls durch Investitionsbeiträge gefördert werden. Folgerichtig müssen die Vorgaben des Art.24 EnG neben der Förderung von erneuerbaren Strom auch die Förderung von erneuerbaren Gas und Wärme mittels dem Investitionsbeitrag, vorsehen. Hierdurch wird es den EVU ermöglicht die Energieversorgung zusätzlich zum Stromnetz durch das Gasnetz sowie ein Fern- resp. Nahwärmenetz gesamtheitlich zu optimieren. Aufgrund dieser Überzeugung, fordern wir ein technologieneutrales Förderregime, welches die Produktion von erneuerbarer Energie sektorübergreifend gleich stark fördert. Zur Frage, ob dieses sektor- und technologieneutrale Förderregime idealerweise mithilfe eines Investitionsbeitrags oder einer gleitender Marktprämie erfolgen sollte, wollen wir uns nicht abschliessend äussern. Wir sind der Auffassung, dass es Vorteilhaft wäre, wenn beide Varianten der Förderung den Investoren jeweils alternativ angeboten werden könnten. Auch der Argumentation, dass Kleinanlagen zur Produktion von Strom, Wärme oder Gas aus erneuerbaren Quellen mit Hilfe der Investitionsbeiträge und entsprechende Grossanlagen mit Hilfe der gleitenden Marktprämie gefördert werden sollten, können nachvollziehen.

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung 1. Für neue Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird. 2. Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, und für Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, kann er je separate Auktionen mit unterschiedlichen Bedingungen vorsehen. 3. Der Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung ist das Hauptkriterium für den Zuschlag. Der Bundesrat kann weitere Kriterien vorsehen. 4. Der Bundesrat kann vorsehen, dass eine Sicherheitsleistung von bis zu 10 Prozent dessen zu hinterlegen ist, was die Einmalvergütung für die gesamte gebotene Menge betragen würde. 5. Er kann Sanktionen von bis zu 10 Prozent dessen vorsehen, was die Einmalvergütung für die gesamte gebotene Menge betragen würde, insbesondere für den Fall, dass ein Projekt: a. nicht innerhalb der gesetzten Frist realisiert wird; b. die zugesicherten Ziele nicht oder nur teilweise erreicht; c. die im Angebot zugesicherten Eigenschaften nicht oder nur teilweise aufweist.	Art 25a ersatzlos streichen	Das Ziel der Förderung ist die Erreichung der Ziele der ES2050 und den Vorgaben des COP21. Hierzu wurden in Art. 2 Abs. 1 EnG Vorgaben betreffend der Menge der im Inland produzierten, erneuerbarer Energie definiert, wobei auf eine Differenzierung zwischen Elektrizität aus PV-/ Windkraft-/ Geothermie- oder Biomasseanlagen verzichtet wurde. Wie bereits zu Art. 2 EnG angemerkt, halten wir diese Fokussierung der Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien im Hinblick auf die angestrebten Ziele für nicht zweckmässig und fordern eine gleichmässige Förderung der Produktion erneuerbarer Energien in allen Sektoren (Gas, Wärme, Elektrizität) Auf technologiespezifische Förderungen sollte im Hinblick auf die Effizienz des Fördersystems und damit die Effizienz der Energieversorgung verzichtet werden. Aufgrund dieser Überlegungen lehnen wir die Möglichkeiten, dass der Bundesrat gemäss Art.25a EnG, eine Auktionierung der Investitionsbeiträge für grosse PV Anlagen vorsehen kann, ab und beantragen die ersatzlose Streichung des Artikels. PV Anlagen sollten unabhängig von ihrer Grösse ebenso, wie die anderen Technologien, vom Investitionsbeitrag profitieren können. Auf eine Auktionierung der Investitionsbeiträge, resp. im Art. 25a genannte Einspeisevergütung, für grosse PV Anlagen ist demzufolge zu verzichten. Die Probleme, welche sich aus der gleichzeitigen Produktion grosser Mengen PV Strom ergeben, können wir unter den uns auferlegten Zielvorgaben nicht durch eine Reduktion des Zubaus sondern nur durch eine sektorübergreifende Lösung der Speicherproblematik lösen. Hierzu haben wir den Art. 27c im Energiegesetz ergänzt. Auch die Vorgabe betreffend der Hinterlegung von 10% des Investitionsbeitrag als Sicherheitsleistung, resp. der Sanktionierung von Anlagen bei Mindermengen steht im Widerspruch zu einer sektor- und technologieutralen Förderung, da für Betreiber anderer technologischen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie diese Bestimmungen nicht gelten. Diese Bestimmungen führen somit nicht nur zu einer geringeren Investitionssicherheit für Investoren/ Betreiber grosser PV Anlagen, sondern führt durch die technologiespezifischen Vorgaben zu einer Verzerrung des Marktes, die die Erfüllung der Ziele wenn überhaupt nur unter massiv erhöhten Kosten ermöglicht.

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1. Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. 2. Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3. Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für: a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen; c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.	Art. 27 - Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1. Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. <u>Dieser Investitionsbeitrag kann sowohl für Anlagen zur Gewinnung erneuerbaren Strom, als auch zur Gewinnung erneuerbarer Gase oder Wärme beantragt werden.</u> 2. Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3. <u>Biomasseanlagen im Sinne des Art. 1 sind Kehrichtverbrennungsanlagen; Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen sowie Heizkraftwerke von regionaler Bedeutung.</u>	Wie wir bereits zu unseren Anmerkungen zu Artikel 2 EnG und zu Art. 24 EnG zum Ausdruck gebracht haben, fordern wir eine sektor- und technologie neutrale Förderung der erneuerbaren Energien unabhängig ihrer Form (Gas, Elektrizität, Wärme). Hierdurch sollen die Klimaziele sozialverträglich umgesetzt sowie das damit verbundene untergelagerte Ziel «30% erneuerbare Gase im Wärmemarkt bis 2030» erreicht werden. Von einer zwanghaften Umwandlung von Wärme aus Heizkraftwerken und von Gas aus Biogasanlagen in Strom um Fördergelder zu erhalten, muss im Hinblick auf die ambitionierten Ziele der ES2050 und des COP21 und den hohen Wirkverlusten verzichtet werden (siehe Anmerkungen zur Überschrift des Kapitels 5) Weiterhin ist es im Hinblick auf die ambitionierten Ziele nicht nachvollziehbar, weshalb die Produktion erneuerbarer Energien mit gewissen Technologien von der Förderung ausgeschlossen werden. Dies führt dazu, dass die bestehenden Opportunitäten zur Produktion erneuerbarer Energien nicht optimal genutzt werden und Technologien nicht realisiert werden, welche den Anteil erneuerbarer Energie, die in der Schweiz produziert und verbraucht wird, steigern würden. Aufgrund dessen behindern die Vorgaben des Art. 27 Abs. 3 EnG die sozialverträgliche Umsetzung der Klimaziele und sind daher ersatzlos zu streichen. Aufgrund der Änderungen des Art. 24 EnG fehlt im Gesetz eine Definition von Anlagen, welche unter dem Begriff Biomasse verstanden werden. Diese Definition ist im Gesetz zu ergänzen, weshalb wir den überarbeiteten Artikel 27 Abs. 3 beantragen.

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Art. 27c EnG – Investitionsbeitrag für Anlagen zur Sektorkopplung Nicht enthalten -> Ergänzung wird beantragt	Art. 27c - Investitionsbeitrag für Anlagen zur Sektorkopplung 1. Für neue Anlagen zur Sektorkopplung und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. 2. Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 3. Anlagen zur Sektorkopplung im Sinne des Art. 1 sind Power2Gas Anlagen und dezentrale stromproduzierende Heizungen	Grundsätzlich sind gemäss den Zielen der ES2050 und des COP21 die Emissionen von Treibhausgasen zu reduzieren. Hierzu sollen vermehrt erneuerbare Energien zur Befriedigung der Nachfrage eingesetzt werden. Erneuerbare Energien lassen sich in Form von Strom, Wärme und Gas gewinnen und bis zum Endkunden transportieren (siehe Anmerkung zu Art. 24 EnG). Grundsätzlich bieten sich mehr Formen zur Gewinnung elektrischer erneuerbarer Energie als zur Gewinnung von gasförmiger Energie oder Wärme an. Aufgrund der grösseren Potentiale ist die bisherige Fokussierung auf die Förderung von erneuerbaren Strom nachvollziehbar, jedoch weder ökologisch, technisch noch ökonomisch nachhaltig, resp. sinnvoll. Strom muss, im Gegensatz zum Beispiel zum Gas, im Zeitpunkt seiner Produktion verbraucht werden und ist nur sehr bedingt und unter hohen Kosten speicherbar. Die Produktion erneuerbarer Elektrizität ist aufgrund der dafür genutzten Ressourcen (Wind, Sonne) sehr volatil und steht nicht im Einklang mit der Nachfrage. Um wirklich die erneuerbare, produzierte Energie auch im Inland zu nutzen, bedarf es einer täglichen und einer saisonalen Speicherlösung. Eine reine elektrische Fokussierung bei der Ausgestaltung der Energieversorgung der Schweiz würde somit zu einem massiven Investitionsbedarf nicht nur in Produktionsanlagen sondern vor allen auch in Speicherkapazitäten und Netzverstärkungen führen, während bereits getätigte Investitionen (zum Beispiel ins Gas- oder Fernwärmenetze) nicht mehr amortisierbar wären. Im Sinne einer sozialverträglichen und technisch möglichen Umsetzung der ES2050 benötigt es einer Förderung von Anlagen, welche die Speicherproblematik des erneuerbaren Stroms löst, die Effizienz des Verbrauchs erneuerbarer Energien (Thema Wirkverluste bei Umwandlung, Ineffizienter Einsatz von Strom zur Wärmeengewinnung) im Inland erhöht und unnötige Investitionen in Infrastrukturanlagen verhindert. Aufgrund dieser Umstände beantragen wir im neu eingefügten Art. 27c EnG die Förderung von Anlagen, die zur Sektorkopplung benötigt werden. Hierbei sind einerseits Power to Gas Anlagen zu berücksichtigen, da sie die saisonale Speicherung von erneuerbarer Energie in Form von Gas ermöglichen und somit ein elementarer Bestandteil zum saisonalen Ausgleich zwischen der Produktion erneuerbarer Energien sowie deren inländischen Verbrauch darstellt. Des Weiteren ermöglicht die Power to Gas Technologie erneuerbare Energien über das Gasnetz bis zum Endkunden zu transportieren, wodurch das Stromnetz entlastet wird. Somit können Investitionen in das Stromnetz sowie daraus folgende erhöhte Netznutzungsentgelte/ Energiekosten verhindert werden. Um die so in Gas gelieferte erneuerbare Energie möglichst effizient beim Kunden zu nutzen sollten neben Power to Gas Anlagen auch dezentrale WKK Anlagen /stromproduzierende Heizung mit einem Investitionsbeitrag gefördert werden, da

		sie die effiziente Umwandlung von erneuerbaren Gas in erneuerbare Wärme und Strom dezentral beim Endverbraucher ermöglichen. Hierdurch erhöht die Schweiz nicht nur die Effizienz der Verwendung erneuerbarer Energien, sondern mindert durch die Winterstromproduktion ihre Abhängigkeit vom Ausland und steigert somit ihre Versorgungssicherheit. (Vgl. ElCom: Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion)
--	--	--

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Art. 30 Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen 1. Die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW können für die Elektrizität aus diesen Anlagen, die sie am Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, eine Marktprämie in Anspruch nehmen, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36). Die Marktprämie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, beträgt aber höchstens 1,0 Rappen/kWh. 2. Müssen nicht die Betreiber selbst das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern ihre Eigner, so steht diesen anstelle der Betreiber die Marktprämie zu, sofern die Betreiber diese Risikotragung bestätigen. Müssen nicht die Eigner ihrerseits das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern Elektrizitätsversorgungsunternehmen, weil sie vertraglich zum Bezug der Elektrizität zu Gestehungskosten oder ähnlichen Konditionen verpflichtet sind, so steht diesen Unternehmen anstelle der Eigner die Marktprämie zu, sofern die Eigner diese Risikotragung bestätigen. 3. Die Berechtigten stellen im gleichen Gesuch Antrag für sämtliche zur Marktprämie berechtigte Elektrizität in ihrem Portfolio, auch wenn diese von verschiedenen Anlagen oder Betreibern stammt. 4. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere: a. die Ermittlung von Referenzpreisen, die als Marktpreis heranzuziehen sind und die auch für ausser-börslich gehandelte Elektrizität gelten; b. eine allfällige Berücksichtigung weiterer relevanter Erlöse; c. die anrechenbaren Kosten und deren Ermittlung; d. eine allfällige Delegation an das BFE zur näheren Bestimmung der gesamten Erlöse und Kosten, einschliesslich der Kapitalkosten; e. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für erhebliche Erweiterungen (Art. 26 Abs. 1 Bst. b); f. das Verfahren, einschliesslich der einzureichenden Unterlagen, die Auszahlungsmodalitäten und die Zusammenarbeit zwischen dem BFE und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom); g. g. Offenlegungspflichten von nicht selber anspruchsberechtigten Betreibern und Eignern; h. h. die spätere ganze oder teilweise Rückforderung der Marktprämie, insbesondere wegen unrichtiger oder unvollständiger Angaben. 5. Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützung für das Einspeisevergütungssystem	Art 30 und 31 EnG ersatzlos streichen	Die Schweiz hat sich mit der Annahme der ES2050 und dem Pariser Abkommen hohe ökologische Ziele gesetzt, deren Umsetzung möglichst effizient und damit sozialverträglich erfolgen soll. Hierzu soll der Anteil erneuerbarer Energie am Gesamtverbrauch massiv gesteigert werden. Erneuerbare Energien lassen sich sowohl in Form von Strom, Gas als auch Wärme produzieren, transportieren und verbrauchen. Die explizite Förderung eines Sektors oder einer Produktionstechnologie, führt zu Wettbewerbsverzerrungen und damit zu suboptimalen Ergebnissen am Markt. Möchte man die Resultate der Förderung im Hinblick auf die Zielerfüllung optimieren, so darf die Grosswasserkraft nicht durch die Marktprämie neben noch anderen positiven Vorgaben (verlängerte Mehrkosten- Vergütung gem. Art. 73 Abs.4; Entschädigung Gewässerschutz gem. Art. 34 EnG) im Gegensatz zu allen anderen Technologien (z.B. Wind, PV) zusätzlich gefördert werden. Die Förderung von erneuerbaren Energien ist grundsätzlich zu vereinheitlichen und sektor- sowie technologieneutral auszugestalten, so dass die Förderung von erneuerbaren Gase, von erneuerbarer Wärme und die Förderung erneuerbarer Elektrizität losgelöst von der Technologie gleich hoch ist und damit ihrem Ökologischen Mehrwert entspricht. Aufgrund der zuvor getroffenen Begründung beantragen wir die Gesamtüberarbeitung der Fördermechanismen betreffend der Produktion von erneuerbarer Energien. Diese ist in der Form auszugestalten, so dass weder Unterschiede mehr in der Förderung von Strom aus Wasserkraft oder z.B. aus Photovoltaik noch Unterschiede zwischen der Förderung erneuerbaren Stroms oder erneuerbaren Gas/ Wärme bestehen. Auf eine technologiespezifische Förderung im Sinne des 6. Kapitels des EnG und der darin definierten Marktprämie (im Sinne des Art. 30 EnG in Verbindung mit Art. 31 EnG) ist zu verzichten und die entsprechenden Artikel ersatzlos zu streichen.

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Art. 33 Geothermie-Garantien 1. Zur Risikoabsicherung von Investitionen im Rahmen der Prospektion und der Erschliessung von geothermischen Ressourcen und der Errichtung von Geothermieranlagen zur Produktion von Elektrizität können Garantien geleistet werden. Deren Höhe beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 2. Für ein Geothermieprojekt kann nicht gleichzeitig eine Garantie nach Absatz 1 und ein Beitrag nach Artikel 27b Absatz 1 in Anspruch genommen werden. 3. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere die anrechenbaren Investitionskosten und das Verfahren.	Hauptantrag: Art 33 EnG ersatzlos streichen Alternativantrag: Art. 33 Geothermie-Garantien 1. Zur Risikoabsicherung von Investitionen im Rahmen der Prospektion und der Erschliessung von geothermischen Ressourcen und der Errichtung von Geothermieranlagen zur Produktion von <u>Wärme oder</u> Elektrizität können Garantien geleistet werden. Deren Höhe beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 2. Für ein Geothermieprojekt kann nicht gleichzeitig eine Garantie nach Absatz 1 und ein Beitrag nach Artikel 27b Absatz 1 in Anspruch genommen werden. 3. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere die anrechenbaren Investitionskosten und das Verfahren.	Analog unseren bisherigen Forderung lehnen wir auch die technologiespezifische Förderung erneuerbaren Stroms aus Geothermieranlagen ab und fordern die Einführung eines sektor- und technologieneutralen Förderregimes. Aufgrund dieser Überzeugung beantragen wir primär die Streichung der sektor- und technologiespezifische Förderung des Art. 33 EnG. Sollte auf diesen Antrag nicht eingegangen werden, so beantragen wir sekundär die technologiespezifische Förderung von Geothermieranlagen zumindest sektorneutral auszugestalten um die erneuerbare Energie effizient nutzen zu können. Die Vorgabe des Art. 33 Abs. 1 EnG senken die Energieeffizienz des Gesamtsystems, da erneuerbare Energie nicht an Endkunden geliefert, sondern durch zwingende Umwandlungen zur Erhalt der Fördergelder vernichtet wird. (Wirkverluste) Um dies zu verdeutlichen, soll kurz auf die heutige Situation eingegangen werden: Erneuerbare Energie wird innerhalb von Geothermie Anlage in Form von Wärme gewonnen. Diese Wärme wird jedoch nicht direkt per Nah-/ Fernwärmeverbünde an die Endkunden geliefert, sondern muss zum Erhalt der Fördergelder mit entsprechend hohen Wirkverlusten in Strom umgewandelt werden. Dieser kann dann den Endkunden geliefert werden, damit sie diesen wieder mit Wirkverlusten, zur Wärmeproduktion nutzen können. Im Sinne der Ziele der ES2050 und den Vorgaben des COP21 müssen solche Ineffizienzen, zugunsten des sozialverträglichen Umbaus unseres Energiesystems, verhindert und nicht durch das Gesetz vorgegeben werden.

Entwurf vom 3.4.2020	Antrag	Begründung
Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste 1. Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten: a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die: 1) wettbewerblichen Ausschreibungen, 2) Geothermie-Investitionsbeiträge und -Garantien, 3) Entschädigung nach Artikel 34; b. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 Absatz 1 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW. 2. Für Wasserkraftanlagen nach Artikel 26 Absatz 7 können die Mittel nach Absatz 1 Buchstabe b, die für die gesamte Dauer der Fördermassnahme zur Verfügung stehen werden, jederzeit verwendet werden. 3. Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Photovoltaik-Kontingente). Es kann auch für die übrigen Technologien Kontingente festlegen. Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung Rechnung. 4. Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel Wartelisten vor-sehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.	Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste 1. Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten: a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die: 4) wettbewerblichen Ausschreibungen, 5) Geothermie-Investitionsbeiträge und -Garantien, 6) Entschädigung nach Artikel 34; c. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 Absatz 1 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW. 2. Für Wasserkraftanlagen nach Artikel 26 Absatz 7 können die Mittel nach Absatz 1 Buchstabe b, die für die gesamte Dauer der Fördermassnahme zur Verfügung stehen werden, jederzeit verwendet werden. 1. Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für <u>die Steigerung der Produktion erneuerbarer Energien und die damit verbundene Zielerfüllung des Art. 2 EnG</u>, Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Photovoltaik-Kontingente). Es kann auch für die übrigen Technologien Kontingente festlegen. Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung Rechnung. 2. Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel Wartelisten vor-sehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.	Analog unseren bisherigen Forderung sind wir für eine sektor und technologie neutrale Förderung der erneuerbaren Energien. Dies steht im Widerspruch zur Definition von Kontingente für die Förderung einzelner Technologien, während für die Förderung von PV (gem. Art. 25/ 25a EnG), Wasserkraft < 10 MW (gem. Art. 26), Biomasseanlagen (Art. 27) und Windenergieanlagen auf eine spezifische Höchstgrenze betreffend der Investitionsbeiträge verzichtet wurde. Die Höhe der Mittel muss sich an den Zielen zum Ausbau erneuerbarer Energien orientieren und diese ermöglichen. Um diese effizient zu erreichen darf sich die Förderung jedoch, wie bereits zuvor detailliert ausgeführt, nicht nur auf den Sektor Strom begrenzen und die Technologie Wasserkraft präferieren. Die Förderung erneuerbarer Energie in den Sektoren Gas und Wärme muss eine gleichwertige Förderung erhalten. Ebenfalls müssen alle Technologien bei der Förderung gleich stark gefördert werden. Aufgrund dieser Gesichtspunkte beantragen wir die links aufgezeigte Änderung des Art. 36 EnG.

Bundesamt für Energie (BFE)
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

per E-Mail an:
EnG@bfe.admin.ch

Poschiavo, 11. Juli 2020

**Vernehmlassung Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)
Stellungnahme Repower AG**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nutzen wir die Gelegenheit, uns zu der Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Energiegesetzes und zu den für die Zeit ab 2023 vorgesehenen Fördermassnahmen fristgemäss zu äussern. Gleichzeitig nehmen wir infolge des engen Zusammenhangs zur vorliegenden Vorlage auch die Gelegenheit wahr, uns im Folgenden zu einzelnen Eckpunkten der Revision des StromVG zu äussern.

Die Repower AG (nachfolgend «Repower» genannt) ist ein Energieversorgungs- und Dienstleistungsunternehmen mit operativem Hauptsitz in Poschiavo. Sie kann auf eine über hundertjährige Unternehmensgeschichte zurückblicken, welche seit jeher stark mit der Wasserkraft verbunden ist. Die Schlüsselmärkte sind die Schweiz und Italien. Repower ist auf der ganzen Wertschöpfungskette aktiv: von der Produktion über den Handel bis zum Vertrieb von Energie in elektrischer Form. In Graubünden betreibt Repower 17 eigene Wasserkraftwerke. Ausserdem verfügt Repower über Beteiligungen und Bezugsrechte an weiteren Anlagen. Daraus ergibt sich, dass die Wasserkraft für Repower, aber auch als Hauptpfeiler für die Schweizer Stromversorgung allgemein, von zentraler Bedeutung ist, weshalb sich unsere Stellungnahme dementsprechend darauf konzentriert.

Im Folgenden nimmt Repower Stellung zu ausgewählten Artikeln des in Revision stehenden Gesetzes. Wir sind überzeugt, dass mit den von uns vorgeschlagenen Anpassungen die Errei-

chung der angestrebten Ziele optimiert werden kann. Nach grundlegenden Bemerkungen sind in diesem Schreiben die wichtigsten Änderungsanträge der Repower kommentiert.

Allgemeine Bemerkungen / Abgleich mit Revision StromVG

Im europäischen Umfeld ist innerhalb von wenigen Jahren ein massiver Abbau an gesicherter Kapazität absehbar (u.a. Kohleausstieg Deutschland bis 2038), welcher sich negativ auf die Importfähigkeit der Schweiz auswirken wird. Um die langfristige Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten sicherstellen zu können, braucht es Investitionen in die bestehende und in neue einheimische Produktion.

Bei der vorliegenden Revision des EnG ist die materielle Konsistenz zwischen EnG und StromVG zu berücksichtigen, um Überschneidungen zu vermeiden und Wechselwirkungen vorausszusehen. Repower stuft die Verteilung der Instrumente für zusätzliche Kapazitäten auf zwei Gesetze (EnG und StromVG) als heikel ein, da Überschneidungen und Wechselwirkungen möglich sind und insbesondere aktuell die entsprechenden Anpassungen im StromVG noch nicht im Detail feststehen. Gerade bei der Ausgestaltung der Detaillösungen im StromVG (z.B. Speicherreserve, Nutzung Flexibilitäten) sind die Branchenvertreter miteinzubeziehen, damit praxistaugliche Lösungen resultieren. Mit der Teilrevision des StromVG sind Anpassungen in der Ausgestaltung des Strommarktes vorgesehen mit dem Ziel, langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, die wirtschaftliche Effizienz zu steigern sowie die Marktintegration der erneuerbaren Energien zu stärken. Ein wirksames Marktdesign muss effiziente Märkte und verlässliche Rahmenbedingungen schaffen, damit die Ziele der Energiestrategie 2050 und die Klimaziele der Schweiz erreicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden können. Die vorgeschlagenen marktbasierten Instrumente alleine werden dazu nicht ausreichen. Nebst Instrumenten für die kurzfristige Versorgungssicherheit, braucht es langfristige Anreize für Investitionen in bestehende und neue Produktionsanlagen sowie Massnahmen, welche bei langanhaltend tiefen Marktpreisen wirksam werden. Bestandteil des Marktdesigns ist zudem eine Flexibilisierung des Wasserzinses, welche bei einer vollständigen Marktöffnung umso dringlicher wird. Die Wasserkraft ist mit einer hohen Abgabebelastung konfrontiert. Der Wasserzins allein macht im Durchschnitt fast ein Viertel der Gestehungskosten der Wasserkraft aus. Die hohe Abgabebelastung untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit unserer mit Abstand wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsressource gegenüber der ausländischen Konkurrenz, welche keine vergleichbaren Abgaben kennt, und damit mittelbar die Versorgungssicherheit. Die Entlastung der Produktion von Abgaben und die Flexibilisierung des Wasserzinses sind zentrale Themen für die Wasserkraft, welche Auswirkungen auf entsprechende Investitionen haben und im Zusammenhang mit dem neuen Marktdesign zu regeln und umzusetzen sind. Im Rahmen einer Gesamtschau sind damit im Rahmen der vorliegenden Revision des EnG die Themen bei der Revision des StromVG zu berücksichtigen.

Unter Beachtung der vorstehenden Ausführungen begrüsst Repower die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des EnG langfristig verlässliche Rahmenbedingungen für den Zubau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz zu schaffen. Dazu gehören insbesondere auch die Projektierungsbeiträge, fördert doch dies die Initialisierung von Projekten in erheblichem Masse. Die gegenwärtigen Rahmenbedingungen werden nicht ausreichend Anreize für den Bau zusätzlicher Produktionskapazitäten im Inland setzen. Vielmehr fliessen Investitionen heute in jene Länder, wo die Politik bereits ein förderliches Investitionsklima geschaffen hat. Zur Stärkung der künftigen Versorgungssicherheit sollte die Schweiz einen vergleichbaren regulatorischen Rahmen schaffen. Vor diesem Hintergrund ist dann auch die Weiterführung der Fördermassnahmen für erneuerbare Energien zu sehen.

Repower begrüsst auch verbindliche Richt- und Zielwerte. Sie erhöhen die Planungssicherheit und ermöglichen die Steuerung des Ausbaus der heimischen Produktion. Bedenken bestehen jedoch hinsichtlich der Umsetzung, resp. der Zielerreichung. Die Fördermassnahmen im EnG sind so auszugestalten, dass die Ziele erreicht werden können. Notlösungen wie vorgesehen mit Art. 9 StromVG (Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung) sollen nur dann angewendet werden, wenn zuerst alle anderen Optionen ausgeschöpft wurden. Es ist zu verhindern, dass die Förderung auf ein Minimum beschränkt wird mit dem Wissen, dass bei einer Gefährdung dann Art. 9 StromVG zum Zuge kommt (andere Finanzierung). Unklar ist zudem, welche Massnahmen für den Fall vorgesehen sind, dass die Ziele nicht erreicht werden. Die im Faktenblatt Revision StromVG in Aussicht gestellten Ausschreibungen für die Winterstromproduktion sind im Rahmen der Botschaft zur Revision StromVG zu erläutern.

Investitionen insbesondere in Grossanlagen in der Schweiz scheitern heute, nebst hohen Projektierungskosten, hauptsächlich daran, dass die zu erwartenden Markterlöse mit hohen Unsicherheiten verbunden sind. Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass auf dem Grosshandelsmarkt auch länger andauernde Tiefpreisphasen vorkommen können. Der geförderte Zubau von Kraftwerken mit tiefen variablen Kosten (insb. PV und Wind) in vielen Ländern Zentral- und Westeuropas wird das zukünftige Risiko sinkender Grosshandelspreise massgeblich erhöhen. Dargebotsabhängige, nicht-steuerbare erneuerbare Technologien sind zusätzlich von einem Kannibalisierungseffekt betroffen: Die gleichzeitige Einspeisung führt zu einem Preiszerfall in den Stunden, in denen sie produzieren können. Investitionen in neue Kraftwerke, welche auf mehrere Jahrzehnte hinaus getätigt werden, unterliegen also einem grossen Marktpreisrisiko. Diesem Umstand müssen die neuen Fördermassnahmen Rechnung tragen.

Investitionsbeiträge können zwar, wenn sie genügend hoch sind, den gewünschten Zubau herbeiführen. Da die Investoren dabei aber das volle Marktpreisrisiko tragen müssen, sind sie gezwungen, entsprechende Risikoprämien in ihre Kalkulationen aufzunehmen. Dies senkt die För-

dereffizienz und führt zu einem höheren Bedarf an Fördermitteln.¹ Die im erläuternden Bericht auf S. 13 angeführten Beispiele, welche den Investitionsbeiträgen eine besonders hohe Fördereffizienz attestieren, sind unseres Erachtens irreführend.²

Die Förderung der Photovoltaik und Windenergie in ganz Europa im Allgemeinen aber auch in der Schweiz im Speziellen wird zu einem erhöhten Bedarf an kurz- und langfristigen Speichermöglichkeiten führen. Pumpspeicherkraftwerke eignen sich hervorragend für die Gewährleistung der Systemstabilität und der Integration der volatilen Erzeugungsformen. Zudem werden sie auch längerfristig zu den effizientesten Kurzfristspeichern zählen; dies vor allem auf Grund ihrer hohen Wirkungsgrade.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nachvollziehbar, warum die systemrelevanten Pumpspeicherkraftwerke weiterhin von jeglicher Förderung ausgeschlossen werden, umso mehr, weil diese Kraftwerke nicht nur einen nationalen sondern auch einen internationalen Beitrag an die Gewährleistung der Systemstabilität leisten können und folglich auch von volkswirtschaftlichem Interesse für die Schweiz sind.

Im Weiteren ist festzuhalten, dass die Planung und Realisierung solcher Anlagen mit langen Vorlaufzeiten verbunden sind. Sollte sich im Verlaufe des nächsten Jahrzehnts ein grosser Bedarf abzeichnen – was gemäss Energieperspektiven 2050 der Fall ist – dann dürfte es für eine zeitgerechte Inbetriebnahme zu spät sein.

Ausschreibungsbasierte gleitende Marktprämien für Grossanlagen

Vorzuziehen ist deshalb für Grossanlagen aller Technologien ein Finanzierungsregime, in welchem sich Investoren und Endverbraucher (mittels Netzzuschlag) das Marktpreisrisiko aufteilen. Dabei sollen alle Anreize so gesetzt werden, dass die Anlagen kurzfristig optimal am Markt eingesetzt werden können. Die Kombination aus Direktvermarktung und gleitender Marktprämie (auch als Einspeiseprämie bezeichnet), wie sie das bestehende Einspeisevergütungssystem kennt, leistet genau dies.

Das System sollte allerdings so angepasst werden, dass die massgeblichen Vergütungssätze nicht mehr administrativ basierend auf einer Schätzung der Gestehungskosten, sondern grundsätzlich über wettbewerbliche Ausschreibungen festgelegt werden, und zwar für alle Technologien. Der Wettbewerb verhindert eine Überförderung und führt dazu, dass die Investoren einen Teil des Marktpreisrisikos auf sich nehmen, um den Zuschlag zu erhalten.³ Auch werden durch die Ausschreibung zu-

¹ Exemplarisches Rechenbeispiel (PV-Anlage): Investitionskosten: 1000 CHF/kW, Investitionshorizont: 20 Jahre, Marktpreis Baseload: gleichbleibend 5 Rp./kWh, Marktwertfaktor: 0.9, Volllaststunden: 950. Kalkulationszinssatz mit Risikozuschlag: 7%. Damit ein Investor bei diesen Voraussetzungen in eine Solaranlage investiert, ist ein Investitionsbeitrag von 547 CHF/kW nötig. Nimmt man an, dass der Investor aufgrund der Marktrisikoteilung einer gleitenden Marktprämie den Risikozuschlag um 2 Prozentpunkte senkt, reduziert sich der Förderbedarf um CHF 80/kW auf 467 CHF/kW. Die Förderkosten einer gleitenden Marktprämie fallen also rund 15 Prozent tiefer aus, als bei einem Investitionsbeitrag.

² Im ersten Beispiel (30-kW-PV-Anlage) werden administrativ festgelegte Fördersätze zweier Länder verglichen, die auf unterschiedlichen Grundlagen und Annahmen festgesetzt wurden. Ausserdem muss die Anlage in Deutschland ohne die in der Schweiz möglichen Kostenminderungen durch den Eigenverbrauch auskommen. Beim zweiten Beispiel (1-MW-Anlage) wird ein erwartetes Auktionsergebnis mit einer historisch administrativ festgelegten Einspeisevergütung verglichen. Beide Beispiele lassen keine Aussage über die Fördereffizienz zu.

³ Damit dies tatsächlich geschieht, muss den Investoren die Option gelassen werden, im Falle höherer Marktpreise Erlöse zu erzie-

nächst die effizientesten Anlagen realisiert, es entsteht keine Warteliste und der administrative Aufwand wird insgesamt wesentlich kleiner. Im Gegensatz zum bestehenden Einspeisevergütungssystem führt dieses wettbewerbliche Element zu einem marktlichen Finanzierungsinstrument, wie dies der geltende Art. 30 Abs. 5 EnG für die Unterstützung der Grosswasserkraft fordert.

Ein System mit ausschreibungsbasierten gleitenden Marktpremien wird unter anderem in Frankreich und Deutschland erfolgreich angewandt. Demgegenüber gibt es zu Ausschreibungen von Investitionsbeiträgen, wie sie der Bundesrat vorschlägt, unseres Wissens kaum internationale Erfahrungen.

Ausschreibungsbasierte gleitende Marktpremien weisen gegenüber Investitionsbeiträgen zusätzlich folgende Vorteile auf:

- Massgeblich für die Höhe der Förderung ist nicht die Marktpreiserwartung zum Zeitpunkt der Investition, sondern der effektive Marktpreisverlauf während der Förderdauer. Steigt der Marktpreis etwa aufgrund steigender Nachfrage, CO₂- oder Brennstoffpreise höher als ursprünglich erwartet an, so reduzieren sich unmittelbar die Förderkosten. Die gegenläufige Bewegung von Marktpreis und Förderkosten sorgt ferner dafür, dass sich die finanzielle Gesamtbelastung der Endverbraucher langfristig stabilisiert.
- Die Stärkung der Versorgungssicherheit ist ein erklärtes Ziel der Revision EnG (wie auch der Revision StromVG). Durch eine gleitende Marktpremie ist es einfach möglich, die besonders wichtige Produktion im Winterhalbjahr zu beanreizen. Dies kann dadurch geschehen, dass der Vergütungssatz ausgehend vom wettbewerblich ermittelten Gebotspreis in Wintermonaten um einen bestimmten, bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung vorgegebenen Faktor (Anreizfaktor) höher und in Sommermonaten entsprechend tiefer festgelegt wird. Der Investor hat so für Optimierungen der Winterproduktion mehr Planungssicherheit, als wenn er auf die saisonalen Marktpreisdifferenzen vertrauen muss (siehe nachfolgendes Beispiel).
- Die Ausschreibungen können grundsätzlich technologieübergreifend stattfinden, da nicht die installierte Leistung pro Kilowatt, sondern die tatsächliche Energieproduktion pro Kilowattstunde entschädigt wird. Die von Technologie zu Technologie stark variierenden Nutzungsmöglichkeiten der installierten Kapazitäten (Volllaststunden) spielen dann keine Rolle. Gleichzeitig erlaubt das Modell aber auch differenzierte Ausschreibungen nach Kategorien, wie dies der Bundesrat für die Investitionsbeiträge vorsieht (vgl. Art. 29 Abs. 3 Bst. h E-EnG).
- Um im Auktionsregime für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch gleiche Voraussetzungen zu schaffen, besteht die Möglichkeit, die gleitende Marktpremie periodengerecht um jenen Betrag zu kürzen, der den vermiedenen Netznutzungskosten und Abgaben aus dem Eigenverbrauch entspricht. In einem Regime mit Investitionsbeiträgen ist eine Korrektur demgegenüber höchstens a priori auf der Basis des geschätzten künftigen Eigenverbrauchs und der damit verbundenen geschätzten Kostenminderungen möglich. Der Eigenverbrauchsanteil ei-

len, die über den Vergütungssatz hinausgehen. Auf eine Rückvergütung an den Netzzuschlagsfonds, wie sie heute in Art. 21 Abs. 5 EnG vorgeschrieben ist (sog. Contract for Difference), sollte bei ausschreibungsbasierten Vergütungssätzen verzichtet werden.

ner Anlage kann sich aber während der Betriebsdauer massgeblich ändern, etwa mittels nachträglicher Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV). Dies zu überwachen und ggf. nachträglich einen Teil des Investitionsbeitrages zurückzufordern, wäre schwierig.

- Der administrative Aufwand für den Bund beschränkt sich auf die Organisation der Auktionen, die Überwachung der Projektfortschritte während der Bauphase und die nachträgliche Abrechnung der gleitenden Marktprämien anhand der gemessenen Produktionsmengen. In einem System mit Investitionsbeiträgen, wie es der Bundesrat vorschlägt, kommen aufwändige Gesuchsprüfungen und Kontrollen zur Einhaltung allfälliger Auflagen während des Betriebs (z. B. zum Eigenverbrauchsanteil) hinzu.

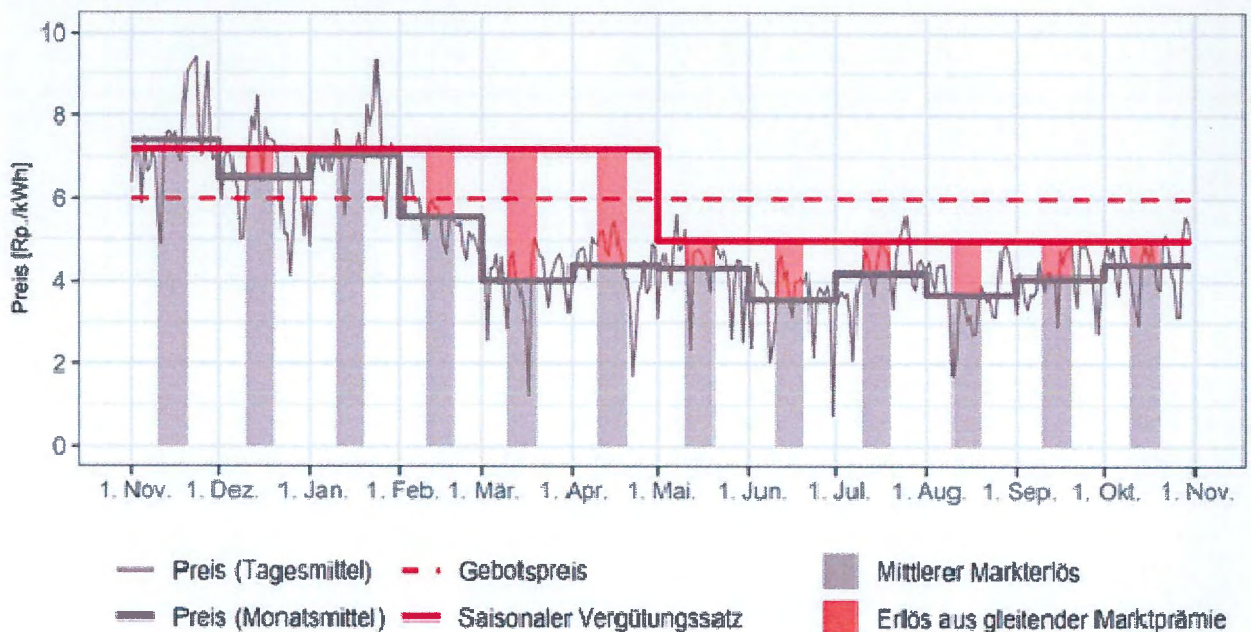
Exemplarische Darstellung der möglichen Ausgestaltung mit Beanreizung der Winterproduktion

Phase 1: Ausschreibung (vor dem Bau)

- Der Bund organisiert in periodischen Abständen (z. B. alle 2 Jahre) Ausschreibungen für ein entsprechendes Zubauziel an Jahresproduktion (GWh pro Jahr).
- Der Investor bietet die erwartete Jahresproduktion (GWh) seiner Anlage zu einem Gebotspreis von x Rp./kWh in der Ausschreibung.⁴
- Die Anlagen mit den tiefsten Gebotspreisen erhalten den Zuschlag und sind zum Bau der Anlage innerhalb einer zeitlichen Frist⁵ verpflichtet. Die Zuschlagsmenge richtet sich nach dem jährlichen Zubauziel.

Phase 2: Betrieb

Nach Inbetriebnahme erhält der Betreiber während der Förderdauer eine Prämie je eingespeister Kilowattstunde. Sie entspricht der (positiven) Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz- Marktpreis (z. B. Swissix-Monatsmittel). Der Vergütungssatz entspricht dem in Phase 1 verwendeten Gebotspreis, wobei dieser mit einem Anreizfaktor versehen werden kann, um Winterproduktion zu beanreizen (saisonaler Vergütungssatz).



⁴ Voraussetzungen zur Gebotsabgabe noch im Detail zu definieren: Keine „Verstopfung“ der Warteliste durch unrealistische Projekte. Gleichzeitig braucht es Investitionssicherheit für Planungskosten.

⁵ Frist ggf. je nach Technologie angemessen festzulegen, Berücksichtigung von möglichen Verzögerungen im Bewilligungsverfahren nötig.

Beispiel: Monatliche gleitende Marktpremie bei einem Gebotspreis von $x = 6 \text{ Rp./kWh}$. Um Anreize für Anlagen mit Winterproduktion zu setzen, wird ein Anreizfaktor so definiert, dass der jeweils geltende saisonale Vergütungssatz (rote Linie) im Winter höher ist als im Sommer. Bei einem Anreizfaktor von beispielsweise 1.2 beträgt der Referenzpreis im Winter⁶ somit 7.2 Rp./kWh ($= 6 \times 1.2$), im Sommer hingegen lediglich 5 Rp./kWh ($= 6 / 1.2$). Die gleitende Marktpremie (rote Säule) entspricht der Differenz zwischen dem saisonalen Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis (hier Monatsmittel, graue Linie).

Investitionsbeiträge und einheitliche marktpreisbasierte Rückliefervergütungen für Kleinanlagen

Kleinanlagen sind in den meisten Fällen mit einem massgeblichen Anteil Eigenverbrauch verbunden. Sie sind somit üblicherweise in einem viel geringeren Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt als Grossanlagen. Hinzu kommt, dass bei privaten Haushalten im Gegensatz zu professionellen Investoren oft auch andere als ökonomische Überlegungen eine Rolle spielen.

Eine Förderung über Investitionsbeiträge/Einmalvergütungen ist daher für Kleinanlagen weiterhin angebracht. Gewisse Unschärfen, die das System der Investitionsbeiträge mit sich bringt (etwa eine mögliche leichte Unter- oder Überförderung), sind vertretbar. Dafür sind Kleinanlagen von der Teilnahme an Ausschreibungen befreit. Gerade das Instrument der Einmalvergütung für kleine PV-Anlagen (KLEIV) ist gut etabliert und sollte unverändert weitergeführt werden.

Es ist ferner weiterhin angebracht, dass Kleinproduzenten Anrecht auf eine gesicherte Abnahme und Vergütung ihrer Rücklieferungen haben. Die Pflichtvergütung sollte aber schweizweit einheitlich zum Marktpreis erfolgen.⁷ Zudem sollte die Pflichtabnahme und -vergütung durch eine zentrale Abnahmestelle erfolgen. Der Verteilnetzbetreiber kann diese Pflicht nur dann sinnvoll wahrnehmen, wenn er auch Grundversorger bleibt. Die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte für die Abnahme- und Vergütungspflicht (3 MW oder 5000 MWh/a) sind mit der Direktvermarktungspflicht im Einspeisevergütungssystem bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Ausschreibeverfahren für gleitende Marktpremien in Einklang zu bringen, d.h. tendenziell zu senken. Diese Anpassungen betreffen das EnG und insgesamt das Thema Förderung von erneuerbarer Energie. Sie sollten deshalb im Rahmen der vorliegenden Revision EnG und nicht wie angedacht mit der Revision StromVG erfolgen.

Die Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungsbasierte gleitende Marktpremien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren.

⁶ Winter definiert als Nov-Apr. Einbezug des Monats April, um zusätzliche Verknappung von Speicherseeinhalten im Frühjahr unmittelbar vor Einsetzen der Schneeschmelze zu vermeiden.

⁷ Selbstverständlich wird dadurch nicht ausgeschlossen, dass einzelne Käufer im freien Markt auch mehr bezahlen dürfen, etwa im Rahmen von Quartierstrom-Märkten und Energiegemeinschaften

Artikel 9 StromVG ist kein primäres Förderinstrument

Die gemäss Faktenblatt Revision StromVG geplante Anpassung von Art. 9 StromVG ist zu begrüßen. Der Katalog möglicher Massnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit wird damit erweitert. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass dieser Artikel nicht geeignet ist, um Ausbauziele zu erreichen, deren Notwendigkeit schon heute feststeht. Für die Erreichung der Ausbauziele gemäss Art. 2 EnG sowie die Sicherung von genügend inländischer Winterproduktion sind in erster Linie Massnahmen im EnG in der laufenden Revision festzulegen. Wir empfehlen hierzu eine saisonale Abstufung des Vergütungssatzes, wie wir dies weiter oben skizziert haben.

Darüber hinaus sind die Förderinstrumente so auszugestalten, dass die Erreichung der gesetzlich verankerten, neu für verbindlich erklärten Ziele erwartet werden darf. Konzeptionell dienen die zusätzlichen Massnahmen für den Ausbau inländischer erneuerbarer Energie nach Art. 9 StromVG nur der Begegnung von unerwarteten Entwicklungen. Dies ergibt sich schon daraus, dass diese Massnahmen dann einem hohen zeitlichen Druck unterliegen werden.

Risikogarantie für Erneuerungen von Grosswasserkraftanlagen

Die Vernehmlassungsvorlage sieht neu gar keine Unterstützung und Anreize für Erneuerungsinvestitionen bei Grosswasserkraftanlagen über 5 MW mehr vor. Dieser Entscheid ist nicht nachvollziehbar und läuft den energiepolitischen Zielen zuwider. Die Erhaltung der bestehenden Grosswasserkraftwerke ist für die Versorgungssicherheit und das Erreichen der im EnG festgelegten, verbindlichen Ziele für die Wasserkraft gleich entscheidend wie der Zubau zusätzlicher Produktionskapazitäten. Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt.

- Bei fehlender Rentabilität und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen nur Notreparaturen vorgenommen. Bei tiefen Marktpreisen ist dies die betriebswirtschaftlich optimale Strategie, auch wenn dabei die Zunahme von ungeplanten Ausfällen bewusst in Kauf genommen werden muss. Dies ist aber nicht die gesamtwirtschaftlich optimale Strategie und geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.
- Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nicht erfolgen werden. Sie sind meist mit Erneuerungsinvestitionen verbunden, deren Amortisierung für die Betreiber höchst ungewiss ist. Die Umsetzung der Vorgaben nach GSchG wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind in Frage gestellt.

Um diesen Entwicklungen vorzubeugen, ist es wichtig, mindestens für eine gewisse finanzielle Absicherung von Erneuerungsinvestitionen in Grosswasserkraftanlagen zu sorgen. Es braucht dazu nicht

wie für den Ausbau von neuen Produktionskapazitäten gleitende Marktprämien oder Investitionsbeiträge, sondern es genügt, gewisse Anreize durch eine ex post greifende Garantie für spezifische Risiken zu setzen. Dies betrifft Risiken, die eine Investition aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen verhindern würden.

Das Hauptrisiko von Grosswasserkraftbetreibern, das sie selbst langfristig nicht mitigieren können, ist das Marktpreisrisiko. Bei länger währenden tiefen Preisen können Erneuerungsinvestitionen nicht amortisiert werden und werden unterlassen. Wir schlagen deshalb ein Modell vor, das die Betreiber teilweise gegen länger währende tiefe Marktpreise in Europa absichert. Hauptidee ist eine mehrmalige ex post Betrachtung über den Zeitraum von 20 Jahren. Die Garantiesumme ist dabei auf die Erneuerungsinvestition begrenzt. Konkret sollen Betreiber nach einer wesentlichen Erneuerungsinvestition auf Antrag jeweils nach 5, 10, 15 und 20 Jahren einen prozentualen Anteil der Investitionskosten entschädigt erhalten, falls die durchschnittlichen Marktpreise der je vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Dem Modell liegt damit die Idee eines rückwirkenden Marktrisikoausgleichs anstelle einer Förderung zugrunde. Beiträge werden nur dann geleistet, wenn ein langfristiges Risiko eingetroffen ist. Ausgeglichen werden nur länger währende, tiefe Marktpreise. Es wird jeweils rückblickend ein Zeitraum von fünf Jahren betrachtet. Kurzfristige Marktpreisturbulenzen oder -baissen sind damit explizit nicht abgesichert. Durch die längeren Zeiträume wird der administrative Aufwand verringert. Anders als bei der heutigen Marktprämie ist nicht die gesamte Produktion eines unrentablen Kraftwerkes Gegenstand dieser Massnahme, sondern ausschliesslich die wesentliche Erneuerungsinvestition. Dadurch werden die Beiträge deutlich tiefer ausfallen als unter dem auslaufenden Regime der Marktprämie. Die Rentabilität kann gemäss dem für die Marktprämie entwickelten Modell berechnet werden und so auf bestehende, bewährte Rechnungsmodelle zurückgreifen.

Für die konkrete Ausgestaltung des Modells schlagen wir vor, dass maximal 60% der Erneuerungsinvestition, d.h. pro Betrachtungszeitraum von 5 Jahren 15%, ausgeglichen werden können. Anhand eines Beispiels lässt sich dies veranschaulichen: Ein Wasserkraftwerk tätigt eine Ersatzinvestition von CHF 10 Mio. Nach 5 Jahren berechnet das Werk anhand der Methodik, die für die Marktpreisprämie entwickelt wurde, ob das Werk über die letzten 5 Jahre seine Gestehungskosten decken konnte. Wenn die Marktpreise genügend hoch waren, geschieht nichts. Nach 10 Jahren stellt das Werk wiederum eine Berechnung an, jedoch über die Jahre 6-10. Möglicherweise hat es in diesen 5 Jahren eine länger dauernde tiefe Marktpreisphase gegeben. Das Werk konnte in dieser Zeit seine Gestehungskosten nicht decken und insbesondere seine Ersatzinvestition nicht amortisieren. Dann stellt es Antrag über 15% der Investitionssumme, also CHF 1.5 Mio. Das gleiche Vorgehen wiederholt sich für die Jahre 11-15 und 16-20. Wenn es nur eine längerfristige tiefe Marktpreisphase gab, dann erhält das Werk insgesamt 15% der Investitionssumme. Wenn das Werk in allen vier Phasen seine Gestehungskosten nicht decken konnte, maximal 60% bzw. im Beispiel CHF 6 Mio. Dabei ist zu bedenken, dass die Beiträge durch die Auszahlung bis zu 20 Jahre nach der Investition diskontiert werden

müssen. Die tatsächliche maximale auf den Investitionszeitpunkt abdiskontierte Versicherungsleistung fällt entsprechend deutlich tiefer aus.

Zu den einzelnen Artikeln

Antrag

Art. 19 Teilnahme am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien

1 Am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien können die Betreiber von ~~Neuanlagen~~ neuen oder erheblich erweiterten Anlagen oder Anlagengruppen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen:

- a. Wasserkraft;
- b. Sonnenenergie;
- c. Windenergie;
- d. Geothermie;
- e. Biomasse.

2 ...

3 ...

4 Nicht am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können die Betreiber von:

- a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW ~~oder von mehr als 10 MW~~;
- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als ~~30~~ 100 kW;
- c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen;
- e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

5 ...

6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe a und b erhöhen und für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen. Gibt es eine Überschneidung mit der Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen ~~Einspeisevergütung~~ gleitenden Marktprämien und Einmalvergütung wählen.

7 ...

Begründung

Das Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktpremien schafft technologieneutrale Anreize für Investitionen in grosse Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Es soll grundsätzlich nur für solche Anlagen gelten. In Konsequenz und mit Blick auf das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele ist eine Einschränkung der teilnahmeberechtigten Anlagen durch eine maximale Leistungsgrenze nicht zielführend.

Die Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungs-basierte gleitende Marktpremien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren.

Antrag

Art. 21 Direktvermarktung

1 ...

2 Für ~~einzelne Anlagentypen~~ Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen werden, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen.

3 Die Vergütung ~~Einspeisevergütung~~ setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der ~~Einspeiseprämie~~ gleitenden Marktpremie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen.

4 Die ~~Einspeiseprämie~~ gleitende Marktpremie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.

5 Übersteigt bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.

6 (neu) Bei Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, reduziert sich die gleitende Marktpremie um die durch den Eigenverbrauch vermiedenen Netznutzungsentgelte und Abgaben.

Begründung

Mit Einführung des Ausschreibungsverfahrens für gleitende Marktpremien sollen Ausnahmen vom Grundsatz der Direktvermarktung nur noch für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen worden sind, gelten.

Der Wettbewerb wird durch das Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien gewährleistet und verhindert eine Überförderung. Dies führt dazu, dass die Investoren einen Teil des Marktpreisrisikos auf sich nehmen, um den Zuschlag zu erhalten. Damit dies tatsächlich geschieht, muss den Investoren die Option gelassen werden, im Falle höherer Marktpreise Erlöse zu erzielen. Auf eine Rückvergütung an den Netzzuschlagsfonds bei Anlagen, die eine gleitende Marktprämie erhalten, sollte bei ausschreibungsbasierten Vergütungssätzen verzichtet werden. Andernfalls entstünde ein Contract-for-Difference-Modell und keine Risikoteilung bzw. eine vollständige Übernahme des Risikos durch den Staat.

Die Gleichbehandlung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch kann schliesslich dadurch erreicht werden, dass die beim Eigenverbrauch vermiedenen Kosten von der gleitenden Marktprämie abgezogen werden.

Antrag

Art. 22 Vergütungssatz

1 (neu) Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen und regelt die Einzelheiten.

2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. Er kann saisonal abgestuft werden.

3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen. (*Rest streichen*)

Begründung

Der Vergütungssatz wird im Grundsatz nur noch über Ausschreibungen und nicht mehr administrativ anhand der Gestehungskosten festgelegt. Insbesondere in Fällen ungenügender Liquidität bei den Ausschreibungen sollte der Bundesrat aber im Ausnahmefall die gleitende Marktprämie administrativ festsetzen können (z. B. Übernahme des Ergebnisses von PV-Auktionen auch für andere Technologien).

Antrag

Art. 24 Grundsatz

1...

2 Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämie (Art. 19) teilnehmen können.

Begründung

Die Ergänzung dient der Präzisierung, dass am Grundsatz, wonach Investitionsbeiträge nur für Kleinanlagen gedacht sind, festgehalten wird.

Antrag

Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung

Streichen.

Begründung

Neu sollen Investitionsbeiträge nur noch Kleinanlagen gewährt werden. Für diese Anlagen sind Auktionen nicht zielführend.

Antrag

Art. 26 ~~Investitionsbeitrag~~ Regelungen zur Wasserkraftanlagen

1 *Streichen.*

2 *Streichen.*

3 *Streichen.*

4 1 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach ~~den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2~~ Art. 19 Abs. 1 lit. a erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von ~~einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1~~ einer allfälligen Förderung nach Art. 19 Abs. 1 lit. a abgezogen.

5 2 Die Untergrenzen gemäss ~~Absatz 1~~ Art. 19 Abs. 4 lit. a gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.

6 3 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss ~~Absatz 1~~ Art. 19 Abs. 4 lit. a ausnehmen, sofern sie:

a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und

b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind.

7 4....

Begründung

Neuanlagen und Erweiterungen von Wasserkraftanlagen sollen neu am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können. Sehr kleine Anlagen sollen dagegen aus ökologischen Gründen weiterhin nicht gefördert werden.

Planungsintensive Vorleistungen sind ausserhalb der Ausschreibungen zu finanzieren. Wir begrüssen es, dass Projektanten einen Teil der Projektierungskosten auch dann entschädigt erhalten, wenn ein Projekt letztlich nicht realisiert werden kann. Dies fördert die Initialisierung von Projekten, deren Machbarkeit nicht von vornherein feststeht. Bei Realisierung sind diese selbstverständlich von der Förderung der Anlage abzuziehen.

Redaktioneller Hinweis: Aus Gründen der Übersicht haben wir diese Regelungen in Art. 26 belassen, teilweise können diese jedoch auch in Art. 19 aufgenommen werden.

Eventualantrag, sollte an Investitionsbeiträgen für Wasserkraftanlagen festgehalten werden

Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

1 ...

2 *Streichen.*

3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt ~~für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.~~

4 ...

5 ...

6 ...

7 ...

Begründung

Der Umwälzbetrieb von Wasserkraftwerken ist in der Schweiz ein zentrales Element, um die Produktion effizient an die Nachfrage anzupassen. Mit den wachsenden Mengen an stochastischer Energie (insb. PV) wird der Umwälzbetrieb noch wichtiger für eine stabile und effiziente Stromversorgung. Vor diesem Hintergrund sieht der neue Art. 13 Abs. 1 EnG vor, dass der Bundesrat Pumpspeicherkraftwerke die Bedeutung als Anlagen von nationalem Interesse zuerkennen kann.

Schliesslich ist nicht nachvollziehbar, warum kleine Anlagen höhere Beiträge erhalten sollen als grosse Anlagen.

Antrag

Art. 26a Risikogarantie für Erneuerungen von Wasserkraftanlagen (neu)

1 Für erhebliche Erneuerungen von Wasserkraftanlagen von mindestens 5 MW kann eine Risikogarantie in Anspruch genommen werden.

2 Die Auszahlung kann jeweils 5, 10, 15 und 20 Jahre nach Inbetriebnahme für jeweils 15% der anrechenbaren Investitionskosten beantragt werden (insgesamt max. 60%), falls die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Begründung

Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt. Bei fehlender Rentabilität und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen nur Notreparaturen vorgenommen. Die Zunahme von ungeplanten Ausfällen wird dabei bewusst in Kauf genommen. Dies geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.

Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nun nicht erfolgen werden. Die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind gefährdet.

Mit der Risikogarantie sollen Erneuerungsinvestitionen und damit die Versorgungssicherheit sichergestellt werden, indem für diese Investitionen ein Teil des Marktrisikos ausgeglichen werden kann (vgl. dazu auch die Ausführungen oben).

Kommentar

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windkraftanlagen

Windparks ab 10 MW nehmen am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teil. Investitionsbeiträge sollen nur noch Einzelanlagen gewährt werden. Wir haben deshalb in Art. 19 Abs. 6 die Ergänzung eingefügt, dass der Bundesrat auch für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen kann.

Nicht nachvollziehbar ist zudem, warum bei Windkraftanlagen im Gegensatz zu anderen Technologien Beiträge nur an die Kosten von Windmessungen geleistet werden sollen. Die Projektierung von Windkraftanlagen ist ebenso aufwändig und langwierig und entsprechend kostenintensiv. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Realisierung der Projekte wegen unklarer Anforderungen und in Fra-

ge gestellter Akzeptanz bei Anwohnern und Stimmbevölkerung mitunter unberechenbar ist. Die Projektanten riskieren bei einer Nichtrealisierung eine vollständige Abschreibung hoher Projektierungskosten. Dies sind wesentliche Gründe dafür, dass der Ausbau der Windkraft stockt und die zur Verfügung stehenden Fördermittel nicht ausgeschöpft werden können.

Kommentar

Art. 29 Abs. 2

Die Aufhebung der Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten wird begrüsst. Dieses Kriterium ist zwar als ökonomisches Prinzip richtig. Die Anwendung bedarf jedoch so vieler Annahmen, dass das Ergebnis willkürlich scheint. Der Bundesrat wird gebeten in der Botschaft auszuführen, welches alternative Kriterium künftig für die Festlegung der Beiträge angewendet werden soll.

Antrag

Art. 38 Auslaufen der Unterstützungen

1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar:

- a. ~~des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes; im Einspeisevergütungssystem des Jahres 2036 im Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien;~~
- b.

2 ~~Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes~~ Mit Inkrafttreten der vollständigen Marktöffnung können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.

Begründung

Die vorgesehenen Massnahmen dienen dem Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Ziele sind für das Jahr 2035 und für das Jahr 2050 definiert. Das neue Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien ist folglich auch bis 2035 anzuwenden.

Mit der Marktprämie für Grosswasserkraft wird auch die Priorisierung der Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG) sowie generell die Priorisierung heimischer erneuerbarer Energie (Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG) in der Grundversorgung bis zur Marktöffnung weitergeführt. Ein weiterer Systemwechsel in der Grundversorgung vor der Marktöffnung ist zu vermeiden. Die Marktprämie für Grosswasserkraft selbst ist mindestens weiterzuführen, bis die gemäss Art. 30 Abs. 5 EnG vorgesehen marktnahen Instrumente für die Grosswasserkraft Inkrafttreten.

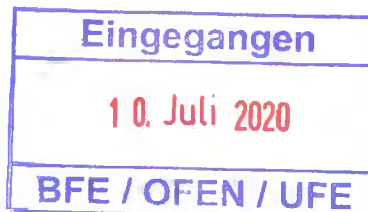
Wir bedanken uns, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, für die Berücksichtigung unserer Anliegen und Ausführungen und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße
Repower AG


Samuel Bontadelli
COO, Mitglied der Geschäftsleitung



Gian Paolo Lardi
Leiter Assetmanagement Produktion



Romande Energie SA, Rue de Lausanne 53, CP 950, CH-1110 Morges 1

Office fédéral de l'énergie
Section régulation du marché
3003 Berne

Par e-mail: stromvg@bfe.admin.ch

Morges, le 12 juillet 2020

Consultation relative à la révision partielle de la Loi sur l'énergie et modification de la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

Position de Romande Energie SA

Mesdames, Messieurs,

Par la présente, nous avons l'avantage de vous faire parvenir notre prise de position par rapport aux modifications et nouveautés proposées dans le cadre de la révision partielle de la LEne mise en consultation le 3 avril dernier (point 1).

Nous avons en outre pris connaissance des modifications de la LApEI mentionnées dans la fiche d'information n° 1 transmise en même temps que la mise en consultation de la LEne. Nous profitons du présent courrier pour vous faire part de nos commentaires sur les orientations d'ores et déjà décrites dans cette fiche d'information (point 2). Ces précisions viennent en complément aux remarques formulées dans notre courrier du 30 janvier 2019 que nous vous avons adressé lors de la première consultation de la loi.

1. Révision de loi sur l'énergie (LEne)

Dans l'ensemble, la prolongation de la durée des mesures d'encouragement aux productions renouvelables suisses va dans le sens d'une plus grande stabilité et Romande Energie ne peut que s'en réjouir.

Nous vous proposons de vous détailler les remarques que nous avons par thème en indiquant en annexe 1 les propositions de modifications que nous suggérons.

1.1. Remarques sur les valeurs indicatives pour le développement de l'électricité issue d'énergies renouvelables (art. 2)

Nous accueillons favorablement l'introduction d'objectifs contraignants pour la production électrique d'origine renouvelable en 2035 et 2050. Cependant, nous constatons que les

objectifs de production, énergie hydraulique non comprise de 11.4 TWh pour 2035 et 24.2 TWh pour 2050, ne sont pas suffisants pour tenir compte de la sortie du nucléaire et pour compenser l'augmentation de la consommation électrique liée notamment à la décarbonation. A titre d'exemple, en 2019, la production nucléaire s'élevait à elle seule à 25 TWh. Concernant l'objectif pour la production hydroélectrique de 37.4 TWh pour 2035 et 38.6 TWh pour 2050, il correspond déjà à la production réalisée en moyenne ces dernières années (de l'ordre de 40.5 TWh dont 4.1 TWh de pompage en 2019) (voir statistiques 2019 disponibles sur votre site : office fédéral de l'énergie / approvisionnement / statistiques et géodonnées / statistique de l'électricité).

Nous considérons dès lors que ces objectifs devraient être augmentés à [95 TWh/an] pour 2050 toutes énergies renouvelables confondues étant précisé que l'article 2 du projet prévoit actuellement 62.8 TWh (38.6 TWh pour l'énergie hydraulique et 24.2 TWh pour les autres énergies renouvelables en 2050).

Nous estimons que cet objectif est réaliste. Concernant les productions renouvelables, hors énergie hydraulique, il est proposé de doubler l'objectif de production en 2050. S'agissant de l'énergie hydraulique, une étude réalisée par vos soins en 2019 indique que le potentiel serait de l'ordre de 2 TWh supplémentaires en 2050. Enfin, l'indication des valeurs de base chiffrées dans la loi serait utile à notre sens.

1.2. Remarques sur les mesures d'encouragement à la production renouvelable

La poursuite des mesures d'encouragement au niveau de l'Etat pour les énergies renouvelables est positive. Ces mesures nous apparaissent comme impératives dans le cadre de l'ouverture totale du marché de l'électricité envisagée dans la LApEI.

Contributions pour les études de projets : Nous saluons tout d'abord l'introduction d'une contribution pour les études de projet destinées aux installations hydroélectriques, éoliennes et géothermiques. S'agissant des études relatives aux projets hydroélectriques, nous proposons d'étendre cette contribution aux rénovations, ce qui permettrait d'assurer la pérennisation des ouvrages déjà construits et de remplir les objectifs de l'article 2 susmentionné. Nous proposons par ailleurs que la contribution d'étude du vent pour les projets éoliens soit étendue à l'ensemble des coûts des projets éoliens, tout comme c'est le cas pour les projets hydroélectriques et les projets de géothermie. En outre, nous relevons que le principe de déduction des contributions versées pour les études en cas de versement d'une contribution d'investissement ou de la SRI versée nous convient. Enfin, nous proposons d'abaisser le seuil de 10 MW fixé pour le développement de parcs éoliens afin de faciliter le développement de parcs limités à 2 ou 3 éoliennes.

Contributions d'investissement : Nous soutenons la généralisation de contributions d'investissement à la grande hydraulique, à l'éolien, à la géothermie ainsi qu'à la biomasse. A notre sens, dans la mesure où les projets hydroélectriques et éoliens notamment nécessitent une planification sur le long terme, la garantie d'octroi de la contribution à l'investissement devrait être obtenue dès le début des études et non-assujettie à l'obtention des autorisations.

L'abandon du système de la rétribution de l'injection (SRI) est problématique pour le maintien de la rentabilité de nombreux projets nous concernant. Nous regrettons de ce fait l'abandon d'un système qui a, jusqu'à présent, permis d'assurer la rentabilité – et par devant la mise en service – de nombreuses installations productrices d'énergie renouvelable. Nous craignons que cette perte de soutien ne ralentisse l'élaboration de nouveaux projets dans un contexte de marché baissier. Tant que les prix de marché ne permettent pas la couverture des coûts de production, le maintien de ce système, en parallèle du système de contribution à l'investissement nous semble nécessaire, ceci afin de ne pas faire porter aux producteurs seuls les risques de marché. De ce fait :

Pour l'énergie hydroélectrique, nous soutenons la poursuite du système de rétribution à l'injection en vigueur pour les installations de moins de 10 MW. En outre, la limite de puissance inférieure fixée à 1 MW ne nous semble pas opportune au vu des objectifs mentionnés à l'article 2. S'agissant des installations de plus de 10 MW (nouvelles, en agrandissement ou rénovation) ainsi que pour les agrandissements d'au moins 300 kW et pour les rénovations notables d'au moins 300 kW mais sans introduire un plafond de 5 MW, nous pensons que le régime de la contribution d'investissement est adapté. Pour les rénovations notables, nous ne sommes pas favorables à la limite supérieure de 5 MW du fait que plusieurs ouvrages de plus de 5 MW vont nécessiter des rénovations afin de pérenniser leur bon fonctionnement. Ces ouvrages ne pourront pas être rentables sans le soutien de la contribution d'investissement.

Pour la biomasse, le rapport explicatif, en pages 16 et 25, stipule que les contributions d'investissement allouées pour les installations de biomasse passent de 20 % aujourd'hui à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables pour les parties de l'installation dédiées à la production d'électricité. Les installations de biogaz pourront aussi bénéficier d'une contribution d'investissement. Il conviendrait dès lors de préciser que ce pourcentage est le même pour les installations de biogaz.

Pour les nouvelles installations éoliennes, nous soutenons la poursuite de la SRI. Nous soutenons l'art. 27a qui garantit une contribution d'investissement pour les installations agrandies ou rénovées. En effet, à l'horizon 2050, il est probable qu'il soit nécessaire d'effectuer des agrandissements ou des rénovations d'installations éoliennes. A l'image de l'hydroélectricité, ces installations devraient pouvoir bénéficier de la contribution à l'investissement.

Rétribution unique pour le photovoltaïque : Une rétribution pour les installations avec autoconsommation à 30% et une autre installation sans autoconsommation à 60% amènera à notre sens à :

- Un arbitrage entre les 2 variantes dans l'investissement qui risque de favoriser la variante qui n'est pas en autoconsommation ou de multiplier la construction de structures plus petites et distinctes moins efficaces ;
- Une incertitude sur les taux applicables si l'installation a une partie en autoconsommation (ex. si seulement 10 % en autoconsommation, est-ce que le taux est 30% ou 60% ou un taux intermédiaire).

Nous craignons que les installations ayant une faible autoconsommation soient péjorées. Nous nous demandons s'il sera possible de créer plusieurs installations sur un même site pour séparer l'installation en autoconsommation de celle qui ne le serait pas et de prévoir ainsi deux rétributions uniques. Ce système demande à notre sens à être clarifié.

En matière de construction, nous souhaitons relever l'importance, pour des installations sur des bâtiments neufs ou rénovés, que la procédure d'attribution de la rétribution unique ne soit pas alourdie par la nécessité de demander systématiquement un début anticipé des travaux (article 28 al.1 LEne) .

En effet, dans le domaine de la construction tout retard peut éventuellement impliquer :

- une augmentation des coûts de construction, car il ne sera alors plus possible de bénéficier des synergies entre entreprises de construction et installateurs photovoltaïques au niveau des installations de chantier (sécurité périphérique en toiture, engins de levage...) ;
- un ralentissement de la mise en œuvre des RCP : il est en effet nécessaire de mettre en service une installation photovoltaïque pour créer un RCP.

Prime de marché : Dans la mesure où la majorité des grandes installations hydroélectriques ne sont actuellement pas rentables, nous plaçons pour le maintien de la prime de marché après 2022 pour la grande hydraulique ceci afin d'assurer une rentabilité suffisante des aménagements en relation avec les prix du marché et afin d'atteindre les objectifs fixés à l'article 2. Cette prime devrait être considérée comme un soutien plutôt que perçue comme une taxe dans le texte de la LApEI.

1.3. Remarques sur le système d'enchères pour le PV

Nous estimons que le système d'enchères mis en place pour l'énergie photovoltaïque – dont les détails ne sont pas connus – risque d'accentuer la complexité déjà existante dans ces projets, générer un ralentissement et une augmentation des coûts pour le développement des projets au détriment de la qualité.

Contrairement au système de contribution d'investissement avec lequel l'accord du propriétaire foncier peut être obtenu rapidement, le système d'enchères introduit en outre une incertitude quant à la faisabilité du projet ainsi que sur le montant de l'investissement. Ces incertitudes mettent à notre sens en péril les relations de partenariat entre développeurs et propriétaires fonciers.

Accessoirement, le système d'enchères va générer un dumping des coûts avec le risque de réduire la qualité de réalisation des installations et donc de réduire leur pérennité et leur efficacité.

En tout état de cause, l'expérience, par exemple en France, montre que le système d'enchères n'apporte pas une incitation suffisante pour les développeurs (voir : <https://tecsol.blogs.com/files/etude-finergreen-solaire-en-toiture.pdf>).

Pour ces motifs et d'une manière générale, nous sommes d'avis que l'introduction de ces enchères et appels d'offres devrait être réservée à certaines très grandes installations où le système d'enchères amène de vraies plus-values en termes de compétitivité. Ce système d'enchères devra être accompagné d'un cadre strict dans lequel la notion de qualité des matériaux utilisés et des installations devra être prise en compte, ceci notamment afin d'éviter des sous-enchères. Les critères d'enchère doivent notamment tenir compte du moment où a lieu la production (surtout en hiver) et de la pilotabilité des installations.

1.4. Remarques sur la coordination avec la LApEI

Le communiqué de presse du Conseil fédéral du 27 septembre 2019 nous apprend que la révision de la LApEI sera retardée. Nous sommes dès lors d'avis que les réglementations en cours (art. 6, al. 5bis LApEI, prime de marché et RPC/SRI) doivent continuer à s'appliquer jusqu'à l'entrée en vigueur de la LApEI révisée. A cet effet, nous soutenons l'AES qui relève que le délai applicable à toutes les mesures de soutien a été mis en place dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, en partant de l'hypothèse que de nouvelles solutions seraient élaborées d'ici à fin 2022 pour y faire suite. L'absence de solutions de ce type n'est pas dans l'esprit du législateur, d'une part, et nécessite la mise en place de solutions transitoires, d'autre part.

2. Modifications envisagées de la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

Le 17 octobre 2018, le DETEC ouvrait une consultation relative à la révision partielle de la LApEI, dont le délai de réponse échoyait le 31 janvier 2019. Romande Energie vous a adressé à cet effet ses remarques dans un courrier daté du 30 janvier 2019. Compte tenu de l'impact non négligeable que ces modifications auront sur nos activités, nous vous serions reconnaissants de bien vouloir tenir compte des nouvelles remarques que nous formulons dans le présent courrier. Nous nous référons pour le surplus à notre précédente prise de position.

2.1. Mesures d'accompagnement

Dans notre prise de position du 30 janvier 2019, nous mentionnions la nécessité de faire coïncider l'ouverture du marché avec la mise en place de mesures d'accompagnement efficaces pour la production renouvelable indigène ceci afin qu'elle ne soit pas mise hors-jeu par une production étrangère, au bénéfice de conditions-cadres plus favorables et dont les prix s'inscriraient à un niveau nettement inférieur aux prix suisses.

A ce titre, nous rappelons que la redevance hydraulique continue à pénaliser lourdement la production hydraulique indigène notamment par rapport aux énergies étrangères. Si des mesures d'accompagnement devaient faire défaut, le marché suisse ne s'articulerait plus qu'autour du critère du prix, ce qui aurait pour conséquence de saturer le marché helvétique d'offres d'énergies étrangères bon marché (charbon, nucléaire et renouvelable lourdement subventionné) et de déclencher une guerre des prix susceptible de mettre en danger des

prestataires indigènes disposant d'une production propre. Nous relevions également qu'une ouverture du marché dure, dépourvue de mesures d'accompagnement permettant d'éviter la situation décrite plus haut, irait à l'encontre de la volonté populaire exprimée dans le cadre de la votation sur la stratégie énergétique 2050.

Nous constatons qu'au travers de la révision de la LEne diverses mesures d'encouragement ont été prises ou pérennisées ce que nous saluons. Nous pensons néanmoins, comme nous l'avons développé sous point 1, que certaines mesures ne vont pas assez loin pour assurer, à terme, un approvisionnement conforme aux objectifs de la Stratégie énergétique 2050.

2.2. *Entrée en vigueur de la LApEI et délais pour sa mise en œuvre*

Nous souhaitons relever l'importance pour nous, en notre qualité de gestionnaire de réseau, de coordonner l'entrée en vigueur de la LApEI révisée avec la fin de la possibilité donnée aux GRD d'intégrer dans le prix du tarif « énergie » des consommateurs de l'approvisionnement de base le coût de leur production renouvelable provenant d'aménagements indigènes (actuel article 6 al. 5bis LApEI qui échoit en même temps que la prime de marché prévue à l'article 30 LEne, soit à fin 2022). Nous proposons que des mesures transitoires soient prévues dans la LEne, permettant ainsi de reporter le délai de l'article 6 al. 5bis LApEI qui est basé sur le délai de l'actuel article 30 LEne.

Par ailleurs, dans la mesure où l'ouverture complète du marché nécessite la mise en place d'importants processus et structures ; l'aménagement d'un délai minimal de deux ans – à compter de l'entrée en vigueur de l'ordonnance suivant la LApEI révisée – nous paraît indispensable pour que cette transition puisse se faire dans la sérénité. En outre, les écarts de couverture qui n'auront pu être éliminés le jour de l'ouverture du marché devraient pouvoir être réduits dans un décompte final en lieu et place d'adaptations tarifaires.

2.3. *Libéralisation des systèmes de mesure*

Romande Energie ne serait pas opposée au principe d'une ouverture partielle de la place de mesure pour les producteurs et les « grands » consommateurs. Une ouverture totale pose en revanche de nombreux problèmes en termes de coût, de complexification des systèmes, de déploiement, de technologie notamment. Pour les raisons mentionnées ci-après, ces équipements doivent faire partie intégrante d'un réseau.

Les systèmes de mesure intelligents sont actuellement en cours de déploiement dans bon nombre de réseaux de distribution. La révision de l'OApEI annoncée le 26 mai dernier, démontre que l'objectif n'est pas de modifier les principes de ce déploiement devant être mis en œuvre par les GRD. Une libéralisation complète à ce stade aurait pour conséquence de complexifier le système de mesure communicant et de ralentir sa généralisation. Ces appareils seront indispensables lors de l'ouverture totale du marché de l'électricité et ils pourraient offrir des services pour étendre l'autoconsommation à des quartiers encourageant les utilisateurs à investir dans des installations de production locales grâce à l'amélioration de leurs rentabilités. Ces compteurs nécessitent des systèmes informatiques et de communication complexes dont le but est d'assurer un haut niveau de qualité et de protection des données, ce que les GRD

peuvent garantir. Le réseau de distribution apparaît dès lors comme la pièce maîtresse dans la mise en place de ces nouveaux modes de production et consommation.

Techniquement, bon nombre de GRD se sont orientés vers la communication de type PLC qui offre un débit de données indispensable mais qui nécessite une importante densité de compteurs pour assurer les qualités de transmission requises. Une libéralisation pourrait à ce stade remettre en question ce choix qui est le plus censé aussi en termes de coût, largement plus bas que les services de données offerts sur les réseaux cellulaires par les opérateurs de télécommunications.

D'un point de vue financier pour le client final, nous relevons que les GRD bénéficient de contacts privilégiés depuis de longues années avec les fournisseurs de compteurs permettant, de part le volume commandé, l'obtention de prix par unité très bas. Les GRD peuvent en outre profiter du sondage pour la vérification périodique de la précision de mesure en lieu et place de l'étalonnage qui serait certainement généralisé dans le cas d'une libéralisation complète.

Enfin, les compteurs communicants peuvent apporter beaucoup d'autres avantages pour le GRD dans sa tâche d'exploitation du réseau. Les appareils distribués sur le réseau BT permettent une visibilité inexistante jusqu'alors et offriront à l'avenir des informations essentielles permettant d'optimiser la planification et la conduite du réseau. Pour des considérations relatives à l'efficacité des coûts, l'utilisation commune des infrastructures serait donc profitable au GRD qui pourrait obtenir des informations permettant l'analyse de la charge électrique, des lignes de transport, des disjoncteurs et autres composants en se basant sur des mesures réelles des consommateurs et des producteurs dans le but d'optimiser les investissements. Il pourrait visualiser les limites de la tension et mieux intégrer le développement des énergies renouvelables. Une libéralisation du système de mesure empêcherait, à ce stade, des synergies profitables entre les systèmes de mesure communicants et les systèmes de conduite, de commande et de réglage intelligents. Conserver l'idée que le compteur sert uniquement aux décomptes et à la tarification serait une erreur fondamentale. Ces équipements doivent à notre sens faire partie intégrante d'un réseau de distribution moderne qui se doit d'être performant.

2.4. Création d'un centre de données national - datahub

Nous saluons la création d'un datahub. Afin qu'il puisse regrouper plusieurs outils pour tous les acteurs du marché, nous considérons qu'il est souhaitable qu'il soit unique en Suisse. Une gouvernance indépendante paraît sensée afin d'en garantir la neutralité. Le financement de ce service devrait être assuré par ses utilisateurs (notamment les producteurs, les responsables de groupes-bilans ainsi que les fournisseurs) et non par les GRD seulement.

Afin que le datahub apporte les avantages par effet de synergies escomptés, les conditions suivantes sont à considérer :

- Le marché de l'électricité doit être ouvert, sans quoi il n'est pas rentable d'utiliser un datahub ;
- Le datahub doit être obligatoire pour tous les utilisateurs, afin de maximiser son efficacité et les économies. Des échanges en parallèle et hors datahub engendreraient des coûts supplémentaires ;

- Non seulement les données de base des clients, mais également les données de comptage doivent y être déposées, afin que les acteurs aient accès de manière non-discriminatoire à l'information.

Ainsi, les prémisses d'un service public de la donnée seraient posées pour y joindre dans un second temps des données d'autres fluides énergétiques permettant une utilisation pour des services énergétiques.

En vous remerciant pour l'attention portée à notre prise de position, nous vous prions de croire, Mesdames, Messieurs, à l'assurance de notre considération distinguée.

Romande Energie SA



Patrick Bertschy
Directeur Réseaux



Christian Frère
Directeur Solutions Energie

ANNEXE 1 – Modification des articles

Les modifications par rapport au projet de nouvelle LEné sont mentionnés en souligné ou en biffé :

Article 2 - Objectifs pour le développement de l'électricité issue d'énergies renouvelables

1 La production d'électricité issue d'énergies renouvelables, énergie hydraulique non comprise, doit atteindre au moins [25 000] GWh en 2035 et au moins [45 000] GWh en 2050.

2 La production d'électricité d'origine hydraulique doit atteindre au moins 37 400 GWh en 2035 et au moins [40 600] GWh en 2050. Pour les centrales à pompage-turbinage, seule la production provenant de débits naturels est comprise dans ces valeurs.

3 Le Conseil fédéral peut fixer des objectifs intermédiaires supplémentaires, globalement ou pour des technologies données.

Article 19 al. 4 - Participation au système de rétribution de l'injection

4 Sont exclus de la participation au système de rétribution de l'injection les exploitants des installations suivantes:

- a. les installations hydroélectriques d'une puissance ~~inférieure à 1 MW~~ ou supérieure à 10 MW ;
- b. ss identiques

Article 24 - Principe

1 Une contribution d'investissement peut être sollicitée pour les installations de production d'électricité issue d'énergies renouvelables sur la base des dispositions du présent chapitre, pour autant que les moyens financiers suffisent (art. 35 et 36).

2 Sont exclues de la participation à la contribution d'investissement, les installations suivantes :

- a. les nouvelles installations hydroélectriques d'une puissance inférieure à 10 MW ;
- b. les nouvelles installations éoliennes.

Article 25a – Mises aux enchères pour la rétribution unique

1 Pour certaines grandes installations photovoltaïques à partir d'une certaine puissance, le Conseil fédéral peut prévoir que le montant de la rétribution unique soit fixé par mise aux enchères.

2 Pour les installations qui injectent toute l'électricité produite et pour les installations qui font usage de la consommation propre au sens de l'art. 16, il peut prévoir des mises aux enchères séparées assorties de conditions différentes.

3 Le taux de rétribution par kilowatt de puissance est le principal critère d'adjudication. Le Conseil fédéral peut prévoir d'autres critères dont notamment la qualité de l'installation sur le long terme.

4 Le Conseil fédéral peut prévoir que soit déposée une sûreté allant jusqu'à 10 % du montant de la rétribution unique prévu pour la totalité de la quantité d'électricité offerte.

5 Il peut prévoir des sanctions allant jusqu'à 10 % du montant de la rétribution unique prévu pour la totalité de la quantité d'électricité offerte, en particulier pour les cas où le projet:

- a. n'est pas réalisé dans le délai imparti;
- b. n'atteint pas ou n'atteint que partiellement les objectifs garantis;
- c. ne présente pas ou ne présente que partiellement les qualités garanties dans l'offre.

Article 26 - Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques

1 Une contribution d'investissement peut être sollicitée:

- a. pour les nouvelles installations hydroélectriques d'une puissance de plus de 10 MW;
- b. pour les agrandissements notables d'installations qui présentent une puissance d'au moins 300 kW après l'agrandissement, et
- c. pour les rénovations notables d'installations d'une puissance d'au moins 300 ~~kW et de 5 MW au plus.~~

2 La part de pompage-turbinage d'une installation ne donne aucun droit à une contribution d'investissement.

3 Pour les installations d'une puissance allant jusqu'à 10 MW, la contribution d'investissement visée à l'al. 1, ~~let. a et b~~, se monte à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables; pour les installations d'une puissance supérieure à 10 MW visées à l'al. 1, let. a et b ainsi que pour les rénovations visées à l'al. 1, let. c, la contribution d'investissement se monte à 40 % au plus des coûts d'investissement imputables. Pour les installations d'une puissance de plus de 10 MW, la contribution d'investissement visée à l'al. 1, let. c, se monte à 25 % au plus des coûts d'investissement imputables.

4 Une contribution peut être sollicitée pour les études de projet relatives à de nouvelles installations hydroélectriques ou à des installations hydroélectriques notablement agrandies répondant aux exigences de l'al. 1, ~~let. a et b~~ et les rénovations notables visées à l'al. 1 let. c de moins de 10 MW. Cette contribution se monte à 40 % au plus des coûts d'étude de projet imputables. Pour les rénovations notables visées à l'al. 1, let. c de plus de 10 MW, la contribution d'étude se monte à 25% au plus des coûts d'étude de projet. Ces contributions seront déduites d'une éventuelle contribution au sens de l'al. 1 ou du montant perçu après mise en service des installations de moins 10 MW au bénéfice d'une rétribution d'injection visée à l'art. 19.

5 ss. Identiques

Article 27 - Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse

1 Une contribution d'investissement peut être sollicitée pour les nouvelles installations de biomasse et de biogaz ainsi que pour les installations de biomasse et biogaz notablement agrandies ou renouvelées.

2 ss identiques

Article 27a - Contribution d'investissement allouées pour les installations éoliennes

1 Une contribution d'investissement peut être sollicitée pour les agrandissements ou rénovations d'installations éoliennes disposées à proximité les unes des autres sur un site commun (parc éolien) si le parc éolien présente une puissance d'au moins 5 MW.

2 Cette contribution se monte à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables.

3 Une contribution peut être sollicitée pour études de projet. Cette contribution se monte à 40 % au plus des coûts des études de projet imputables et sera déduite d'une éventuelle contribution au sens de l'al. 1.

4 identique.

Article 28 – Début des travaux

1 Quiconque veut solliciter une contribution d'investissement au sens du présent chapitre à l'exception des installations photovoltaïques au sens de l'article 25, n'est autorisé à commencer les travaux de construction, d'agrandissement ou de rénovation qu'après que l'OFEN en a garanti l'octroi. L'OFEN peut autoriser le début anticipé des travaux.

2 identique

Article 36 – Limitation du soutien selon es affectations et listes d'attente

1 L'allocation des ressources entre les diverses affectations est soumise à:

- a. un maximum de 0,1 ct./kWh:
 1. pour les appels d'offres publics,
 2. pour les contributions d'investissement et les garanties pour la géothermie,
 3. pour les indemnisations visées à l'art. 34 ;
- b. un maximum de 0,2 ct./kWh pour les contributions d'investissement au sens de l'art. 26, al. 1, destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW ;
- c. un maximum de 0,2 ct./kWh pour les primes de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques.

2 ss identiques

Article 38 - Expiration des mesures de soutien

1 Aucun nouvel engagement n'est pris à partir du 1er janvier:

- a. de la sixième année suivant l'entrée en vigueur de la présente loi: dans le système de rétribution de l'injection visé à l'article 19 al. 1, let b, d et e ;
abis de l'année 2036 dans le système de rétribution de l'injection visé par l'art. 19 al. 1 let. a et c ;
- b. de l'année 2036 pour:

1. la rétribution unique visée à l'art. 25,

2. les contributions d'investissement visées aux art. 26 et 27,

3. supprimé

4. les contributions à la recherche de ressources géothermiques²¹ et les garanties pour la géothermie visées à l'art. 33.

2 A partir du 1^{er} janvier 2036, aucune prime de marché au sens de l'art. 30 ne peut plus être allouée



Retour non recommandé
Uneingeschrieben zurück
Ritorno non raccomandato

R



98.41.900860.05008912

09.07.20

CH-1110

Morges 1

2100704

5.30

R Suisse



LA POSTE 





Office fédéral de l'énergie OFEN
Service de coordination
3003 Berne

par voie électronique:
EnG@bfe.admin.ch

Delémont, le 6 juillet 2020/lm

Révision de la loi sur l'énergie - Prise de position

Monsieur le Directeur,
Mesdames,
Messieurs,

Nous vous remercions de nous offrir la possibilité de prendre position sur votre proposition de révision de la Loi sur l'énergie (LEne) dans le cadre de la consultation du 3 avril au 12 juillet 2020. SACEN SA, veille à la bonne performance des solutions énergétiques pour ses clients actuels et futurs. Notre entreprise œuvre en collaboration avec différents acteurs locaux, cantonaux et nationaux pour atteindre les objectifs de la stratégie énergétique 2050. Au vu de l'urgence climatique et des enjeux pour la mise en œuvre de la transition énergétique en Suisse, nous sommes favorable à une nouvelle LEne à condition que celle-ci soit axée fermement sur :

- (1) la sobriété et l'efficacité énergétique,
- (2) le développement de toutes les énergies renouvelables suisses,
- (3) la sécurité d'approvisionnement et l'équilibrage saisonnier en convergence des énergies.

Une telle nouvelle LEne est nécessaire pour atteindre les objectifs de la stratégie 2050. La LEne doit donner le sens et le cap pour assurer la cohérence des différentes lois concernant les énergies en cours d'élaboration (LApEI, LApGaz, Loi sur le CO₂). La LEne doit préciser les priorités de la stratégie énergétique du pays, soit de répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement en énergies de la Suisse, de développement des énergies renouvelables et d'équilibrage énergétique entre périodes de production et périodes de consommation.

Selon SACEN SA, le seul moyen d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO₂ de la Suisse et d'assurer son approvisionnement est de prioriser les axes de cette stratégie énergétique de la manière suivante :

1. Sobriété énergétique : maîtrise voire diminution de la consommation du pays et amélioration de l'efficacité énergétique ;
2. Développement des (nouvelles) énergies renouvelables, notamment pour la chaleur et le froid, l'électricité et la mobilité ;
3. Convergence des réseaux : mettre à contribution de la sécurité d'approvisionnement chaque énergie et ancrer le soutien aux investissements de projets d'équilibrage saisonnier et de convergence optimale des énergies.

Si l'axe 2 est abordé et traité dans le projet de loi en consultation, il est regrettable que l'axe 1 soit ignoré. Il est pourtant essentiel de commencer par travailler sur la réduction de la demande avant d'accroître les moyens de production ; la maîtrise des moyens de production est primordiale avant de proposer des solutions de consommation supplémentaire (thermique des bâtiments, mobilité électrique).

L'axe 3 doit être développé très fortement pour permettre à ce projet de loi d'accompagner efficacement les ambitions de la stratégie énergétique 2050. Pour ces raisons, même si SACEN SA reconnaît l'effort de prolonger et d'aménager le soutien au développement des énergies renouvelables, nous nous opposons à ce projet actuellement en consultation qui ne donne pas, en l'état, une vision claire, le cadre légal approprié ou encore les moyens nécessaires pour réussir les objectifs de la stratégie à 2050.

Clairement, les ouvertures des marchés très fortement régulées ne sont pas (plus) les réponses adéquates aux besoins de souplesse et d'agilité des acteurs des différentes branches énergétiques pour dynamiser les innovations et conduire l'approvisionnement énergétique à une neutralité carbone. La Suisse a besoin d'une « réforme de régulation ». Il nous faut des innovations et de l'audace en termes de régulations énergétiques et non de méthodes anciennes qui ne correspondent pas aux nouveaux défis environnementaux actuels. Ce constat est largement confirmé par les régulations pratiquées jusqu'ici par des Etats voisins, que nous observons mais qui n'ont pas « livré » les résultats dont il nous faut demain. Et ce constat s'impose surtout aussi dans le monde d'après la crise sanitaire du coronavirus qui se profile. Pour SACEN SA, il revient à la LEné révisée de porter vraiment l'ambition énergétique à l'horizon 2050 de la Suisse. Il nous faut une LEné révisée qui contribue à nous sortir de la crise climatique.

En effet :

- notre consommation globale, nationale, locale et privée dépasse de loin les ressources régénératives auxquelles nous pouvons prétendre ; nous Suisses puisons trop dans les ressources des générations qui nous suivent et bien trop dans les « ressources d'ailleurs » de régions exportatrices souvent défavorisées;
- nous vivons massivement à la fois la crise lente du changement climatique et la crise immédiatement disruptive d'une pandémie planétaire ; nous prenons conscience de nos multiples dépendances aux importations et voyons émerger la notion d'autonomie énergétique solidaire.

Nous devons nous déterminer pour une voie d'avenir des énergies neutres en carbone. Nous devons mettre la priorité sur l'essentiel.

Il est temps, lors de cette révision de la loi fédérale de l'énergie d'y ancrer la notion de sobriété (énergétique).

Il y a lieu de développer la promotion de l'efficacité énergétique. Considérant l'expérience faite avec le programme éco21 de SIG par exemple, SACEN SA insiste sur l'opportunité de réaliser, au niveau de la Suisse, des économies annuelles supplémentaires d'environ 1.2 TWh avec un financement du soutien modéré de l'ordre de 5% du prix de l'électricité pour un ménage.

Du point de vue du client (citoyen, consommateur, ménage ou entreprise) ce projet de révision de la LEné omet de proposer une feuille de route lisible, ambitieuse et réaliste, porteuse d'une accélération forte de la transition énergétique pour répondre à l'urgence climatique et pour assurer l'approvisionnement énergétique.

Du point de vue du producteur et porteur d'économies d'électricité (professionnel), de l'entreprise d'approvisionnement (intermédiaire, facilitateur) ou de l'investisseur, la révision de la LEné doit offrir des opportunités mobilisatrices. Considérant les cycles de projets longs (planifications du territoire, développement et autorisations, réalisation coordonnée), le cadre légal ne doit pas être limité à 2035, mais ouvrir une perspective permettant aux entreprises de la branche de développer les filières de solutions énergétiques correspondantes.

Production de force éolienne : Pour le développement de la production éolienne, il faut une continuité illimitée du dispositif de soutien et donc tout particulièrement éviter une limitation à 2035. Lors de la pesée des intérêts et des priorités, il y a lieu de mieux tenir compte des atouts de l'énergie éolienne qui sont la saisonnalité (production hivernale prépondérante) et la faible charge en CO₂. Il est important de soutenir financièrement également la phase de planification et de développement

de projets de production éolienne, mais il n'est pas indispensable de fixer une puissance minimale ou alors celle-ci devrait se situer à 5 MW et non pas à 10 MW (art. 27a al. 1).

Production photovoltaïque : Les appels d'offres et les conditions minimalistes basées sur des installations de référence présentent un risque systématique d'exclure des projets urbains. Cet effet est contraire aux objectifs et doit être évité, p. ex. par l'application de catégories spécifiques. Il faut rassurer les acteurs que la densification de la production d'électricité en milieu urbain sera priorisée et économiquement réalisable, en proximité de la densité de consommation, même si les coûts de production y sont structurellement plus élevés. Admettre la consommation propre sans dégrader le soutien financier est un moyen pragmatique pour concrétiser cette ambition.

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEnE et la révision en préparation de la LApEI

La révision de la LEnE est proposée comme mesure d'accompagnement à une ouverture complète du marché (révision LApEI). Il faut inverser cet ordre. En situation de crise climatique, l'ouverture du marché ne doit être engagée puisqu'elle ne contribue pas avec certitude à sortir de la crise plus vite et à coûts moindres. En effet, pour de plus en plus d'acteurs en Suisse comme en Europe, il est évident que la réponse effective aux défis climatiques et énergétiques ne proviendra pas d'une libéralisation des marchés, mais de la capacité et de l'engagement des entreprises d'approvisionnement à agir dans le cadre de politiques publiques en faveur du climat. Afin de stabiliser le cadre légal applicable à l'approvisionnement de base en électricité, pour les clients et pour les fournisseurs, il faut éviter des revirements non indispensables jusqu'à une entrée en force de la LApEI révisée en préparation. Il y a lieu de préserver l'attribution de l'électricité renouvelable suisse à l'approvisionnement de base établie (art. 6 al. 5bis LApEI) indépendamment de la prime de marché (art. 30 LEnE, que cette révision de la LEnE va abroger).

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEnE, la révision en préparation de la LApEI et la nouvelle LApGaz

La révision de la LEnE doit ouvrir une nouvelle voie, dont la pertinence est largement reconnue, par l'introduction d'une base légale pour soutenir la production de gaz renouvelables et neutres en carbone (biogaz, gaz de synthèse, hydrogène), les procédés de conversion, l'exploitation de flexibilités et les solutions de stockage énergétique notamment saisonnier. Il y a lieu de clarifier, développer et pérenniser les conditions applicables aux garanties d'origines, notamment la reconnaissance de celles de l'UE et de l'EEE en Suisse ainsi que la reconnaissance au niveau des exigences applicables aux bâtiments et véhicules. Les prescripteurs et les clients, particuliers et entreprises, souhaitent la traçabilité des gaz de schistes.

En vous remerciant de l'attention que vous porterez également à nos commentaires et propositions détaillés en annexe, nous vous présentons, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, nos salutations distinguées.

SACEN SA

Michel Hirtzlin
Directeur

Annexe : - Propositions détaillées concernant la révision de la LEnE
Copies : - Conseil d'administration de SACEN SA

Annexe : Propositions détaillées concernant la révision de la LEné

Sobriété (énergétique) : Il est temps, en Suisse, pour un débat législatif sur le niveau de consommation porteur de sens et dans le respect de la limite de nos ressources. Nous proposons d'ancrer ce principe d'importance nouvelle et fondamentale dans la loi fédérale lors de cette révision de la loi sur l'énergie.

Proposition : Compléter l'art. 1 al. 1 LEné comme suit : La présente loi vise à contribuer à un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement ainsi qu'à promouvoir la sobriété énergétique.

Promotion de l'efficacité énergétique : Le Conseil fédéral ne propose aucune modification du dispositif établi (art. 32 Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité, ces appels d'offres étant effectués par ProKilowatt). C'est une lacune du projet. Selon nous il y a lieu de développer très significativement la promotion de l'efficacité énergétique en Suisse. Considérant p. ex. l'expérience avec le programme éco21 de SIG il y a une vraie opportunité de renforcer ce levier de sécurité d'approvisionnement, au même titre que les investissements dans des capacités de production d'électricité supplémentaires. Le développement des mesures d'efficacité énergétique peut viser des économies annuelles supplémentaires d'environ 1.2 TWh par un financement modéré et supportable (p. ex. env. 5% du prix de l'électricité pour un ménage).

Proposition : Il est proposé un art. 32a (nouveau) et dans l'art. 36 LEné est inséré un al. 1 lit. c (nouveau)

Art. 32a (nouveau) Contribution aux coûts des porteurs de mesures d'efficacité énergétique

(teneur à formuler avec les éléments suivants : Les porteurs de mesures ou de programmes d'efficacité énergétique peuvent demander une rétribution des coûts de programme. Le Conseil fédéral définit les modalités de gestion efficace et confie l'exécution p. ex. à l'agence de reprise proposée par l'AES et d'autres par la révision de l'art. 15 en ce qui concerne la reprise et rétribution de l'électricité injectée dans le réseau).

Art. 36 Limitation du soutien selon les affectations et liste d'attente

1 L'allocation des ressources entre les diverses affectations est soumise à: a. un maximum de 0,1 ct./kWh:

1. pour les appels d'offres publics,
 (...)

b. un maximum de 0,2 ct./kWh pour les contributions d'investissement au sens de l'art. 26, al. 1, destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW,

c. un maximum de 0,1 ct./kWh qui sera augmenté annuellement de 0,1 jusqu'à atteindre 1 ct./kWh pour contribuer au financement des coûts des porteurs de mesures d'efficacité énergétique.

Feuille de route lisible pour le client (citoyen, consommateur, ménage ou entreprise, producteur) : Ce projet de révision de la LEné omet de proposer une vision, ambitieuse et réaliste, porteuse d'une accélération forte de la transition 6 / 9 énergétique pour répondre à l'urgence climatique et pour assurer l'approvisionnement énergétique ainsi que son financement.

Proposition : Le message portant cette révision de la LEné devra résumer les grandes lignes de l'approvisionnement en électricité de la Suisse, p. ex. en termes de i) consommation (tendance de passer de 60 TWh à 80 TWh en 30 ans d'ici 2050 par des pompes-à-chaleur et les véhicules électriques) ; ii) options d'approvisionnement au coût complet entre 9 à 11 ct/kWh, par l'efficacité énergétique ou des production nouvelles; iii) financement par le marché de gros « energy only » restreint à entre 4 à 7 ct/kWh; iv) une différence de financement structurelle que le marché n'apporte pas d'env. 2 à 7 ct/kWh et qui détermine un

besoin de soutien pour « effacer » ou « produire » 40 TWh en Suisse (entre 800 et 2'800 MCHF); v) des options de financement à adopter par la LEné nouvelle (sachant que le produit du supplément réseau actuel maintenu à 2.3 ct/kWh, appliqué sur 60 TWh, contribuera env. 1'300 MCHF) ; vi) sous-couverture, en cas d'ouverture complète du marché, des coûts des producteurs suisses (estimation de l'ordre de 500 MCHF par an).

Proposition : L'OFEN devra proposer un outil de référence durant ce processus politico-législatif, pour rassurer et pour gagner l'adhésion, un calculateur-comparateur rigoureux de la facture énergétique globale annuelle, par personne, ménage (« panier énergétique » toutes énergies, logement et déplacements compris, en historique et projection à 2035 et 2050, « avec les mesures proposées » ou « sans »).

Proposition : Rassurer les milieux urbains sur l'équité de la répartition des fonds du supplément réseau à charge de ces consommateurs. Il faut de la transparence (provenance et emplois des fonds) et éviter des transferts régionaux nets systématiques par des modalités appropriées pour les diverses formes de soutien financées par le supplément réseau.

Production, prévisibilité, conditions : Pour les divers acteurs concernés, tels notamment le producteur d'électricité (professionnel), l'entreprise d'approvisionnement (intermédiaire, facilitateur) ou l'investisseur, le projet de révision de la LEné n'offre pas un cadre suffisamment lisible et stable dans le temps. Considérant les cycles de projets longs (planifications du territoire, développement et autorisations, réalisation coordonnée), une restriction du cadre à 2035 présente un blocage et jette le doute sur l'opportunité de développer une activité et des projets à un horizon aussi limité.

Proposition : Définir des dispositifs de soutien sans limitation dans le temps. A minima, reporter la limitation prévue de 2035 à 2050.

Production par la force éolienne : Pour le développement sain de la production éolienne, il faut prévoir la continuité illimitée du dispositif de soutien et donc éviter une limitation à 2035. Pour le soutien de l'éolien il n'est pas indispensable de fixer une puissance minimale ou alors celle-ci devrait se situer à 5 MW et non pas à 10 MW (art. 27a al. 1). Soutenir financièrement la phase de planification et de développement de projets de production éolienne correspond à un besoin réel. Toutefois, il ne faut pas limiter le soutien aux mesures du vent. 7 / 9 L'énergie éolienne déploie sa force en hiver, puisque deux tiers de l'énergie sont générés entre octobre et mars ; elle répond en plus très bien aux impératifs climatiques (env. 15 g CO₂/kWh). Lors de la pesée des intérêts (protection ou exploitation ; ordre d'attribution du soutien) il y a lieu de tenir compte du critère de la saisonnalité et donc de la capacité de la production éolienne à réduire le déficit hivernal croissant identifié (voir les analyses de la sécurité d'approvisionnement, p. ex. par l'EiCom).

Proposition : (compléter l'al. 5 de l'art. 12 Intérêt national à l'utilisation des énergies renouvelables)

Le Conseil fédéral fixe la taille et l'importance requises pour les installations hydroélectriques et les éoliennes. (...). Lorsqu'il fixe la taille et l'importance requises selon l'al. 4, il tient compte de critères tels que la puissance, la production, la saisonnalité ou la flexibilité de production dans le temps et en fonction des besoins du marché.

Production photovoltaïque : Il y a lieu de rassurer, notamment lors des appels d'offres, que la densification de la production ait lieu pour l'essentiel en milieu urbain et de façon voulue en proximité de la densité de consommation, même si les coûts de production y sont structurellement plus élevés. C'est également une question d'équité de veiller à une répartition saine des fonds du supplément réseau tenant compte des consommateurs contributeurs urbains. Dans cette optique, nous proposons i) de faire des catégories spécifiques pour les installations de référence ou pour les appels d'offres (p. ex. localisation urbaine, exploitation maximale des surfaces construites) ; ii) d'admettre, sans pénalité (rétribution non réduite), l'option de consommation propre dès la mise en service ou ultérieurement.

Proposition : Compléter l'art 25 et l'art. 25a

Des catégories spécifiques s'appliquent pour les installations de référence et pour les appels d'offres, notamment pour tenir compte de la localisation urbaine et de l'exploitation élevée des surfaces construites.

Proposition : Biffer l'art. 25 al. 3

~~Pour les installations qui injectent toute l'électricité produite, la rétribution unique peut, en dérogation à l'al. 2, atteindre 60 % des coûts d'investissement des installations de référence au moment de leur mise en exploitation.~~

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEnE et la révision en préparation de la LApEI

La révision de la LEnE est proposée comme mesure d'accompagnement à une ouverture complète du marché (révision LApEI). Il faut inverser cet ordre. En situation de crise climatique, l'ouverture du marché ne doit être engagée puisqu'elle ne contribue pas avec certitude à sortir de la crise plus vite et à coûts moindres. Bien au contraire, en cas d'ouverture complète du marché, les producteurs suisses, dont les coûts sont actuellement couverts par l'approvisionnement de base régulé, se verront exposés à une dégradation économique substantielle estimée de l'ordre de 500 MCHF par an. Une analyse complète des besoins et options de financement pour le kWh « à économiser » et/ou « à produire » selon la Stratégie énergétique 2050 devra être exposée par le message du Conseil fédéral sur la révision de la LEnE. En effet, pour de plus en plus d'acteurs en Suisse comme en Europe, il est évident que la réponse effective aux défis climatiques et énergétiques ne proviendra pas d'une libéralisation des marchés, mais de la capacité et de l'engagement des entreprises d'approvisionnement à agir dans le cadre de politiques publiques en faveur du climat.

Afin de stabiliser le cadre légal applicable à l'approvisionnement de base en électricité, pour les clients et pour les fournisseurs, il faut éviter des revirements non indispensables jusqu'à une entrée en force de la LApEI révisée en préparation. Il y a lieu de préserver l'attribution de l'électricité renouvelable suisse à l'approvisionnement de base établie selon l'art. 6 al. 5bis LApEI et ceci indépendamment du dispositif de la prime de marché, selon l'art. 30 LEnE, que cette présente révision de la LEnE prévoit d'abroger.

Proposition : modifier, par la révision LEnE, l'art. 6 al. 5bis LApEI S'ils fournissent de l'électricité issue d'énergies renouvelables aux consommateurs captifs, ils peuvent prendre en compte dans leurs tarifs le coût de revient de cette électricité jusqu'à l'expiration de la prime de marché visée à l'art. 30 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (...).

Veiller à la cohérence entre cette révision de la LEnE, la révision en préparation de la LApEI et la nouvelle LApGaz.

La révision de la LEnE doit ouvrir une nouvelle voie, dont la pertinence est largement reconnue, par l'introduction d'une base légale pour soutenir la production de gaz renouvelables et neutres en carbone (biogaz, gaz de synthèse, hydrogène), les procédés de conversion, l'exploitation de flexibilités et les solutions de stockage énergétique notamment saisonnier.

Proposition : Il y a lieu de clarifier, développer et pérenniser les conditions applicables aux garanties d'origines, notamment la reconnaissance de celles de l'UE et de l'EEE en Suisse ainsi que la reconnaissance au niveau des exigences applicables aux bâtiments et véhicules. Les prescripteurs et les clients, particuliers et entreprises, souhaitent la traçabilité des gaz de schistes.

Proposition : Ce projet de révision de la LEnE devrait être complété avec des dispositions harmonisées, dans la LEnE ou dans d'autres lois, stipulant le soutien au développement de la production de gaz neutres en carbone ou à des procédés de conversion d'électricité en gaz, ou de gaz en électricité, permettant notamment le stockage énergétique saisonnier (par

l'électricité, le gaz, la thermique) ainsi qu'établir des conditions privilégiées, voire l'exemption, des rétributions d'utilisation des réseaux pour des cas d'application type spécifiques.

SACEN SA considère que le choix des systèmes de mesure, intelligents ou autres, doit répondre à une logique économique et rester du ressort du gestionnaire de réseau de distribution, tenant compte des recommandations établies subsidiairement par la branche. Une libéralisation des systèmes de mesure est une approche non indispensable, compliquée, coûteuse et donc disproportionnée, si la seule véritable intention consiste à rendre accessibles les données de production ou de consommation à des acteurs, économiques ou non, qui pourraient exploiter ces données. Tout producteur ou consommateur, propriétaire de droit et effectif de ces données indispensables au système d'approvisionnement électrique, peut confier ses données à qui il souhaite par des moyens déjà disponibles ou à venir. Une libéralisation des systèmes de mesure introduira une désoptimisation des processus. Une régulation plus fine n'est pas requise.

Dans le domaine de l'électricité, comme dans celui du gaz, il n'y a pas de justification objective suffisante pour un datahub en situation d'ouverture partielle du marché. SACEN SA considère que l'évaluation de l'opportunité et la réalisation de solutions telles qu'un datahub ne doivent pas être fixées par une loi fédérale.



An:

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

E-Mail: EnG@bfe.admin

St.Gallen, 9. Juli 2020
Adriano Tramèr - 071 229 52 03
adriano.tramer@sak.ch

Vernehmlassung EnG

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir die Möglichkeit wahr und bringen uns in die Vernehmlassung EnG ein. Einerseits haben wir unsere Anliegen via regioGrid eingebracht, andererseits möchten wir mit diesem Schreiben uns direkt für die Anliegen der Windkraft in der Schweiz engagieren. Unsere Stellungnahme zur Vernehmlassung EnG sei wie folgt und wird hiermit fristgerecht vor dem 12. Juli 2020 bei Ihnen eingereicht.

Ausgangslage:

Die SAK unterstützt die von Bundesbern angestrebte Energiewende 2050. Im Rahmen unserer Möglichkeiten versuchen wir dabei, das wirtschaftlich mögliche Potential erneuerbarer Energieproduktion im Raum Ost-Schweiz abzuschöpfen. Die SAK AG ist die zweitgrösste Wasserkraftbetreiberin im Kanton St. Gallen. Wir haben sechs eigene Wasserkraftwerke im Leistungsbereich von knapp 1 MW bis über 10 MW und mit einer Jahresproduktion von rund 88 GWh. Zusätzlich sind wir an zwei weiteren Wasserkraftanlagen zu je 50% beteiligt, mit einer Jahresproduktion von total 26 GWh. Weiter betreiben wir vier Holzkraftwerke mit einer Leistung von bis zu je 1 MW und entwickeln zurzeit auch neue Kraftwerksprojekte im Bereich der Wasser, Wind- und Sonnenkraft. So sind wir auch Mitglied u.a. in den nationalen Verbänden swisséole (Schweizerische Vereinigung zur Förderung der Windenergie) und Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband SWV.

Unser grosses Entwicklungsprojekt für einen Windpark in der Linthebene im Raum Biltlen, Kanton Glarus (Projekt «LinthWind»), wurde bis dato auf politischem Wege verhindert. Ohne eine faktenbasierte Interessenbeurteilung des Projektes durch den Regierungsrat des Kantons Glarus, wurde unser Projekt aus dem kantonalen Richtplan gestrichen. Dies nachdem wir in engstem Kontakt mit dem Kanton einen Umweltverträglichkeitsbericht erstellt hatten. Unser intensives, zeitlich umfassendes und monetäres Engagement im besagten Projekt war zunichte.

Mit dieser Erfahrung und den zurzeit vorliegenden Rahmenbedingungen sind wir nicht mehr bestrebt, uns für neue Windenergieprojekte zu engagieren. Die momentanen Rahmenbedingungen waren auch der ausschlaggebende Grund für unsere Stellungnahme.

Die Bedingungen müssen dahingehend geändert werden, dass Unternehmen wie die SAK schneller Gewissheit erlangen, inwiefern ein Projekt umgesetzt werden kann oder nicht. Der momentane Instanzenzug und

die Rechtsmittel, welche ergriffen werden können, führen zu unnötigen Verzögerungen und Planungsunsicherheiten seitens der innovativ bestrebten Unternehmen.

Die SAK ist der festen Überzeugung, dass die Windkraft eine entscheidende Rolle in der Versorgungssicherheit der Schweiz spielen muss und wird. Diesem Punkt ist insoweit eine essentielle Gewichtung zuzuschreiben, da auch im nationalen Parlament mehrere parlamentarische Vorstösse eingegeben wurden, welche die Versorgungssicherheit der Schweiz im Energiebereich in den Wintermonaten thematisieren. Die Windkraft ist eine effektive und gut umsetzbare Variante, der Energielandschaft Schweiz Rückenwind zu geben.

Ergebnis:

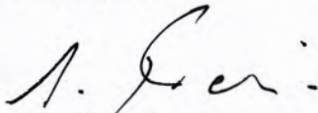
Die SAK unterstützt explizit die beigelegten Positionen von suisseéole.

Begründung:

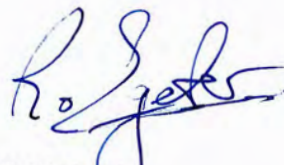
Die Energiestrategie 2050 des Bundes hat u.E. nur eine reale Umsetzungschance, wenn wir die Versorgungssicherheit v.a. im Winterhalbjahr markant steigern können, und dazu braucht es neben der Wasserkraft zwingend auch die Energiegewinnung aus der Windkraft.

Wir danken Ihnen um Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse
St.Gallisch-Appenzellische
Kraftwerke AG



Adriano Tramèr
Mitglied der Geschäftsleitung



Ralph Egger
Leiter Projekte Strom

Beilage: Positionspapier suisseéole



Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Baden, 1. Juli 2020, MP/sr

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes Stellungnahme SWV

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes Stellung nehmen zu können. Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr und senden Ihnen in der anberaumten Frist unsere wichtigsten Anliegen.

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV) setzt sich als gesamtschweizerischer Fachverband seit mehr als 100 Jahren für die Interessen der Wasserkraftnutzung ein. Zusammen mit seinen Verbandsgruppen Aare-Rheinwerke, Rheinverband und dem Tessiner Wasserwirtschaftsverband zählt der Verband rund 800 Mitglieder. Neben Unternehmen der Zulieferindustrie, der öffentlichen Hand und der Forschung sind das primär die Wasserkraftbetreiber – der SWV vereint mehr als 90% der Schweizer Wasserkraftproduktion.

Entsprechend der Zweckbestimmung des Verbandes konzentriert sich unsere Stellungnahme auf die Wasserkraft als Hauptpfeiler der Schweizer Stromversorgung – in den Bereichen der Produktion, der Speicherung und der Flexibilität.

Einschätzungen zur Revision

Der SWV hat die folgenden Einschätzungen und Positionen zur vorgeschlagenen Revision:

-
1. Der SWV begrüsst die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes längerfristig verlässlichere Rahmenbedingungen für den *Zubau*¹ der Stromproduktion aus Wasserkraft zu schaffen.

Insbesondere wertet der SWV die Verlängerung von Unterstützungsmassnahmen zugunsten der Wasserkraft, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, die Förderbeiträge für die Projektierungskosten und die Möglichkeit des UVEK, Anlagen als prioritär einzustufen, als positiv.

Die Bestrebungen sind erkennbar, dass der Bundesrat der Förderung des **Zubaues** der Wasserkraft eine zunehmend höhere Bedeutung beimisst. Zeichen dieser Bestrebungen sind die zeitliche Verlängerung des Förderinstrumentes, die Erhöhung der verfügbaren Fördermittel, und die Beitragsleistungen an die Projektierungskosten.

Ebenfalls positiv wertet der SWV den Wegfall der Festsetzung des Investitionsbeitrages anhand der nicht-amortisierbaren Mehrkosten, wobei sich hier noch weisen muss, ob sich mit einer neuen Bewertungsgrundlage, die in der Energieförderungsverordnung (EnFV) durch den Bundesrat verabschiedet werden wird, materiell etwas verbessern wird. Denn die heutige Ausgestaltung zeigt, dass mit den vom BFE eingesetzten Preisprognosen und Annahmen zum Kapitalkostensatz Investitionen nicht getätigt werden, weil die Projekte aus Sicht der Investoren auch mit Investitionsbeiträgen weder wirtschaftlich noch konkurrenzfähig sein werden. Deshalb hat der Bundesrat bereits in der Botschaft zuhanden des Parlamentes die Grundzüge der neuen Bewertungsgrundlage aufzuzeigen.

Dank Art. 26 Abs. 7 wird das UVEK prioritäre Anlagen bezeichnen. Der SWV begrüsst diese Priorisierungsmöglichkeit, ist aber der Meinung, dass dies durch den Bundesrat und nicht durch das Departement zu erfolgen hat. Im Weiteren sollten die Kriterien für eine Priorisierung konkretisiert werden, denn die gemäss Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Mengenziele pro Jahr nach Art. 2 Abs. 2 sind im Hinblick auf die Versorgungssicherheit nicht sachgerecht. Vielmehr ist – wie in den Erläuterungen des Bundesrates erwähnt – der Beitrag an die Versorgung im Winter zu priorisieren.

Mit Einfügen von Art. 36 Abs. 2 wird zudem der Ausbau «flexibilisiert», das heisst gute Projekte können bei Vorliegen der Projektunterlagen unterstützt werden, indem Beiträge aus der Nachperiode zur Verfügung gestellt werden können, was der SWV ebenfalls begrüsst.

¹ Begriffsdefinitionen gemäss BFE «Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse», Seite 112.

2. Die Vorlage adressiert die Versorgungssicherheit nur ungenügend. Folglich ist es unzulässig, die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 abzuschreiben.

Der Bundesrat hält in seinen Erläuterungen fest, dass «die Planungszeit von Wasserkraft- und Windenergieanlagen mehr als zehn Jahre dauern kann». Konkret heisst dies, dass komplexe Kraftwerkprojekte nach Inkrafttreten dieses Gesetzes unmittelbar angegangen werden müssen, um vor Auslaufen der Massnahme noch von einem Investitionsbeitrag profitieren zu können. Obschon also die Frist bis 2035 verlängert wird, kann aus Sicht Wasserkraft nur bedingt von langfristig stabilen und planbaren Förderbedingungen gesprochen werden.

Im Weiteren adressiert die Vorlage die Versorgungssicherheit nur ungenügend. So wird zum Beispiel kaum aufgezeigt, wie trotz erhöhter Investitionsbeiträge die Winterenergie, die durch den Ausstieg der Kernenergie wegfällt, ersetzt werden soll. Hier kann die Wasserkraft einen substanziellen Beitrag leisten, zum Beispiel durch Staumauererhöhungen für den Ausbau der saisonalen Speicherung² oder durch die Nutzung des Wasserkraftpotenzials durch neu gebildete Gletscherseen^{3 4}.

Ebenso fehlt die Festsetzung eines Ziels in Bezug auf die absolute oder relative Höhe der inländischen Stromproduktion im Verhältnis zum inländischen Stromverbrauch – sinnvollerweise definiert für die Knappheitsmonate im Winterhalbjahr – also der Festsetzung eines Eigenversorgungsgrades, wie dies die ElCom in ihrem Grundlagenpapier zur Winterversorgung⁵ anregt.

Zudem erhöht der geforderte Zubau der erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik, die Long-Position im Sommer weiter und führt – wie in Deutschland vielfach zu beobachten ist – zu einem Preiszerfall, welcher die Rentabilität aller Technologien schwächt und damit den Trend zu geringeren nichtgeförderten Investitionen verstärkt.

Damit werden die Forderungen der Mo. 18.3000 «Der Bundesrat wird beauftragt, im Rahmen der Revision des StromVG Vorschläge zu unterbreiten, um Investitions- oder Reinvestitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen, insbesondere der Wasserkraft, zu schaffen.» und Mo. 19.3004 «Der Bundesrat wird beauftragt [...] eine Marktordnung zu unterbreiten, welche die langfristige Versorgungssicherheit durch eine angemessene Inlandproduktion gewährleistet» nicht abgedeckt. Folglich ist es unzulässig mit der vorliegenden Revision diese beiden Kommissionsmotionen abzuschreiben, wie dies der Bundesrat in seinen Erläuterungen festhält.

² Felix D. et al.: Ausbaupotenzial der bestehenden Speicherseen in der Schweiz. Wasser Energie Luft 1/2020.

³ Ehrbar D. et al.: Wasserkraftpotenzial in Gletscherrückzugsgebieten der Schweiz. Wasser Energie Luft 4/2019.

⁴ Schweizer S. et al.: Das Triftprojekt – ein Überblick zu Projekt, Ökologie und Partizipation. Wasser Energie Luft 4/2019.

⁵ ElCom (2020): Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion – Einschätzung der ElCom.



-
3. Es ist fraglich, ob Investitionsbeiträge in der jetzigen Ausgestaltung das richtige Instrument sind, um die *Zubauziele* zu erreichen. Optimistischere Annahmen des Bundesrates insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der Strompreise und beim Kapitalkostensatz führen dazu, dass sich kaum Investoren für Projekte finden lassen.

Die Einführung eines ausschreibungsbasierten Instrumentes würde sowohl dem Bund als auch den Investoren eine höhere Flexibilität geben und sollte deshalb im Rahmen der Erfüllung beider Motionen 18.3000 und 19.3004 geprüft werden.

In der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge legt der Bundesrat die Parameter zur Beurteilung der Gesuche fest. So bilden eine bundesinterne Prognose für die langfristige Entwicklung der Strompreise und der vom UVEK festgesetzte Kapitalkostensatz die wesentlichen Einflussfaktoren zur Bestimmung der Höhe der Investitionsbeiträge. Mit dieser starren Regelung wird das Ziel des optimalen Einsatzes von Fördergeldern nicht erreicht. Derzeit werden Projekte nicht realisiert, weil der Investor die Risiken höher einschätzt als der Bund. Für eine Verbesserung des Investitionsklimas wäre eine Anpassung der Parameter für die Strompreise und den Kapitalkostensatz notwendig. Grundsätzlich besteht mit der jetzigen Regelung aber auch die Gefahr einer Überförderung, sofern der Investor von optimistischeren Annahmen in Bezug auf die Rentabilität ausgeht als der Bund. In beiden Fällen führt diese Ineffizienz zu einer zusätzlichen Hürde für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie.

Effizienter könnten je nach Ausgestaltung ausschreibungsbasierte Instrumente sein, da sie Investoren in die Lage versetzen, eigene Annahmen in die Berechnung einfließen zu lassen. Dies hätte einerseits den positiven Effekt, dass Projekte, die eingereicht und einen Zuschlag durch den Bund erhielten, auch tatsächlich realisiert werden würden, da der Investor sein Risiko als genügend abgedeckt sieht. Andererseits wäre durch die Ausschreibung auch sichergestellt, dass die Investoren in einem Wettbewerbsverhältnis zueinanderstehen, was die Gefahr einer Überförderung verringert.

Als weiterer Vorteil ist zu nennen, dass der Bund in den Ausschreibungen sehr spezifische Vergabekriterien an das Produkt stellen könnte. So sind zum Beispiel der Beitrag an die Winterversorgung bzw. die Speichergrösse für die sichere Versorgung von zentraler Bedeutung. Im Weiteren könnte er den Wettbewerb zusätzlich fördern, in dem das Instrument technologieübergreifend angewendet wird.

Zu möglichen Ausgestaltungen zirkulieren innerhalb der Schweiz verschiedene Vorschläge und im Ausland, insbesondere in Nachbarländern, werden solche ausschreibungsbasierten Instrumente erfolgreich angewandt. Der Ausgestaltung kommt eine erhebliche Bedeutung zu, da sie letztlich über den Erfolg des Instrumentes, das heisst über Investitionen in den Zubau der Schweizer Wasserkraft, entscheidet. Die beiden Motionen 18.3000 und 19.3004 dienen als geeigneter Anknüpfungspunkt für die Überarbeitung des bestehenden Instrumentes.

Sollte der Gesetzgeber an der heutigen Ausgestaltung der Investitionsbeiträge festhalten, dann müsste er aus Sicht des SWV den Bundesrat auffordern, die langfristige Preisprognose und den Kapitalkostensatz so anzusetzen, dass die Investitionsbereitschaft verbessert wird.



-
4. Um die Ziele der Energiestrategie zu erreichen, ist nicht der *Zubau* der Wasserkraft prioritär sondern der *Erhalt* der bestehenden Wasserkraftproduktion. Dass erhebliche Erneuerungen für Anlagen grösser 5 MW neu explizit aus der Förderung ausgeschlossen werden, ist somit nicht sachgerecht.

Die Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftproduzenten ist nicht auszuweiten, sondern im Gegenteil zu lindern.

Im Jahr 2019 hat die Wasserkraft 40 556 GWh oder 56.4 % an die inländische Produktion beigetragen. Um auch weiterhin einen hohen Anteil Wasserkraft – gemäss Akademie der technischen Wissenschaften ist die Energiebilanz der Wasserkraft herausragend – sicherstellen zu können, sind jährlich rund CHF 500 Mio. an Investitionen in den Erhalt der bestehenden Wasserkraft notwendig⁶. In den letzten Jahren fielen die Investitionen aufgrund tiefer Marktpreise jedoch bedeutend geringer aus. Sinken die Marktpreise über mehrere Jahre auf ein tiefes Niveau, werden die Investitionen – bei gleichbleibend hoher Abgabenlast – auf ein sicherheitstechnisch vertretbares Minimum reduziert. In der Folge verschlechtert sich der Zustand der Anlagen, was einerseits negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat und andererseits zum Verfehlen der Ziele der Energiestrategie führt.

Es ist deshalb nicht sachgerecht und für den SWV unverständlich, dass der Bundesrat die Förderung von erheblichen Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von über 5 MW explizit aus der Förderung ausschliesst, zumal die Leistungsgrenze willkürlich festgesetzt ist. Die Einführung dieser Grenze führt zu einer zusätzlichen Ungleichbehandlung zwischen den Wasserkraftbetreibern. Zudem sind die angeführten Argumente in den Erläuterungen irreführend und stehen in direktem Widerspruch zu den im Bericht genannten Zielen. Vielmehr müsste der Bundesrat ein Interesse haben bzw. ist gemäss Motion 18.3000 verpflichtet, weitergehende Absicherungsinstrumente vorzustellen, die es einem Betreiber erlauben, auch in schlechten bzw. unsicheren Zeiten in seine bestehenden Anlagen zu investieren, also eine Art Marktpreisrisiko-Versicherung. Eine solche Versicherung könnte zum Beispiel vorsehen, dass bei länger anhaltend tiefen Marktpreisen der Investor einen Teil seiner getätigten Investitionen in Erneuerungen zurückerstattet bekommt.

Mit der vollständigen Marktöffnung wird die Wasserkraft vollumfänglich dem Markt ausgesetzt sein, was die finanziellen Risiken für die Betreiber weiter erhöht. Ohne finanzielle Absicherung wird dies zu einer zusätzlichen negativen Beeinträchtigung der Investitionsbereitschaft führen. Dazu ist zu bemerken, dass der ungeplante Ausfall eines grösseren Bestandskraftwerkes aufgrund aufgeschobener Erneuerungsinvestitionen nicht anderweitig kompensiert werden kann. Gleichzeitig bleiben als Folge der ausbleibenden Erneuerungsinvestition die Eingriffe in die Natur bestehen, wo ansonsten Verbesserungen erreicht würden.

Bis die vollständige Marktöffnung in Kraft tritt⁷, sind die ungleich langen Spiesse zwischen Betreibern die am Markt agieren und Betreibern mit gebundenen Endverbrauchern weiterhin zu lindern. Dazu ist die Marktprämie bis zur vollständigen Marktöffnung weiterzuführen. Dies bedingt, die aktuelle Befristung gemäss Art. 38 Abs. 2 EnG durch eine neue Übergangslösung zu ersetzen.

⁶ Piot M.: Ersatzinvestitionen in die Schweizer Wasserkraft, Wasser Energie Luft 2/2018.

⁷ Es sei darauf hingewiesen, dass dies bereits seit 2014 der Fall sein sollte.



5. Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind finanzielle Förderungen nicht ausreichend. Dazu braucht es ein wesentlich umfassenderes Konzept, das auch Hemmnisse im Umweltbereich sowie allgemein bei Auflagen adressiert und reduziert.

Alleine die Festsetzung von verbindlichen Zielen für die Wasserkraft und die Erhöhung der Förderbeiträge sind keine Garantie, dass mehr Projekte in Neubau, Erweiterungen und Erneuerungen realisiert werden.

In den letzten Jahrzehnten sind die ökologischen Anforderungen an die Wasserkraft stets gestiegen. Der SWV hat in einer Untersuchung aufgezeigt⁸, dass in Anwendung der heutigen Praxis die Umsetzung der Restwasserbestimmungen aus dem Gewässerschutzgesetz zu deutlich höheren Einbussen führen dürfte, als dies der Bund in seinen Grundlagen zum Wasserkraftpotenzial unterstellt. Bei der Festlegung der Ausbauziele und entsprechender Fördermodelle sollte daher den höheren Einbussen aus der Restwassersanierung unbedingt gebührend Rechnung getragen werden – ohne eine laufende Überprüfung werden sonst die Ziele der Energiestrategie 2050 gefährdet.

In der Praxis sind zudem die Hindernisse auf Grund des Landschafts- und Gewässerschutzes bei vielversprechenden Projekten weiterhin gross, trotz des neu eingeführten nationalen Interesses der erneuerbaren Energien, das eine Interessenabwägung ermöglichen sollte. Hier zweifelt der SWV daran, dass die Bundesstellen, die die Nutzenseite vertreten, genügend Einfluss haben und nehmen, um ein Gegengewicht zur Schutzseite aufzubauen.

Beispielsweise entstehen beim aktuellen Rückzug der Gletscher neue Gletschervorfelder, die vom Bundesamt für Umwelt möglichst rasch inventarisiert und unter Schutz gestellt werden. Aufgrund der langen Planungszeiten für Speicher fallen Gletschervorfelder somit schneller unter den Schutzstatus als dass Projekte bewilligt werden können. Dies hat zur Folge, dass ideale Standorte für Speicher im Bereich von Gletschervorfeldern verunmöglicht werden. Deshalb hat der Bundesrat die Koordination für zukünftige erfolgsversprechende Speicherstandorte rasch an die Hand zu nehmen.

Das BFE zeigt in seinem Bericht von 2019 zum Potenzial der Wasserkraft auf, dass sich unter «heutigen Nutzungsbedingungen» ein Rückgang der Wasserkraft abzeichnet. Um die Ziele der Energiestrategie im Bereich der Wasserkraft zu erreichen, sind «optimierte Nutzungsbedingungen» notwendig. Hier hat der Bundesrat im Rahmen der Anpassung des Energiegesetzes bzw. gemäss Motion 19.3004 die Aufgabe aufzuzeigen, wie er diese Rahmenbedingungen sicherstellen will und wie eine gezielte Konkretisierung dieser «optimierten Nutzungsbedingungen» aussieht.

Insbesondere ist ein umfassendes Monitoring aufzubauen, das nicht nur die Produktion und die jährlich realisierten Projekte erwähnt, sondern auch aufzeigt, zu welchen Produktionseinbussen Vorgaben an die ökologischen Parameter und Auflagen führen.

⁸ Pfammatter R., N. Semadeni-Wicki: Energieeinbussen durch Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick. Wasser Energie Luft 4/2018.

6. Mit dem europaweiten Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie nimmt der Bedarf an kurz- und langfristiger Speicherung zu. Ein Ausschluss von Pumpspeicherprojekten ist in diesem Kontext nicht nachvollziehbar.

Die Förderung der Photovoltaik und Windenergie in ganz Europa im Allgemeinen aber auch in der Schweiz im Speziellen wird zu einem erhöhten Bedarf an kurz- und langfristigen Speichermöglichkeiten führen. Pumpspeicherkraftwerke eignen sich hervorragend für die Gewährleistung der Systemstabilität und der Integration der volatilen Erzeugungsformen. Zudem werden sie auch längerfristig zu den effizientesten Kurzfristspeichern zählen; dies vor allem auf Grund ihrer hohen Wirkungsgrade.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nachvollziehbar, warum die systemrelevanten Pumpspeicherkraftwerke weiterhin von jeglicher Förderung ausgeschlossen werden, umso mehr, weil diese Kraftwerke nicht nur einen nationalen sondern auch einen internationalen Beitrag an die Gewährleistung der Systemstabilität leisten können und folglich auch von volkswirtschaftlichem Interesse für die Schweiz sind.

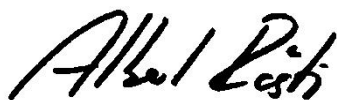
Im Weiteren ist festzuhalten, dass die Planung und Realisierung solcher Anlagen mit langen Vorlaufzeiten verbunden sind. Sollte sich im Verlaufe des nächsten Jahrzehnts ein grosser Bedarf abzeichnen – was gemäss Energieperspektiven 2050 der Fall ist – dann dürfte es für eine zeitgerechte Inbetriebnahme zu spät sein.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken.

Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme oder Hinweisen stehen wir natürlich gerne weiterhin zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband



Albert Röstli
Präsident SWV



Michel Piot
Geschäftsstelle SWV

Bundesamt für Energie
Per Email
eng@bfe.admin.ch

Bern, 8. Juli 2020 sgv-Sc

Vernehmlassungsantwort Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Als grösste Dachorganisation der Schweizer Wirtschaft vertritt der Schweizerische Gewerbeverband sgv über 230 Verbände und gegen 500 000 KMU, was einem Anteil von 99,8 Prozent aller Unternehmen in unserem Land entspricht. Im Interesse der Schweizer KMU setzt sich der grösste Dachverband der Schweizer Wirtschaft für optimale wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen sowie für ein unternehmensfreundliches Umfeld ein.

Der sgv begrüsst die Stossrichtung des Bundesrates, die Förderung der erneuerbaren Energien marktnäher und wettbewerbler auszugestalten. Der sgv verlangt jedoch, wie in der Energiestrategie 2050 vorgesehen, die Mittel insgesamt zu senken und die Förderung verbindlich zu befristen. Zudem hängen die Revisionen des EnG und des StromVG direkt und unmittelbar zusammen. Es ist nicht möglich, die Gesetzgebung zur Produktion von elektrischem Strom unabhängig der Gesetzgebung zu seiner Verteilung zu beurteilen. Entsprechend sind beide Vorlagen in einem gemeinsamen Gesetzgebungsprozess zu unterbreiten. *In diesem Sinne lehnt der sgv den nun unterbreiteten Entwurf ab; eine Zustimmung ist möglich, wenn die in dieser Antwort genannten Aspekte berücksichtigt werden.*

Zur Revision des EnG äussert sich der sgv wie folgt:

- Der sgv lehnt die Umwandlung von Richtwerten des EnG in verbindliche Ziele ab. Als die Energiestrategie 2050 dem Volk zum Referendum vorgelegt wurde, wurde stets betont, sie sein kein planwirtschaftliches Ziel- und Mengensteuerungsinstrument, sondern die Umsetzung einer langfristigen Vision. Damit wurden die Richtwerte begründet. Die nun beantragte Umwandlung wäre die Hintergehung des demokratisch-geäusserten Volkswillens. Entsprechend lehnt der sgv sowohl Ziele für 3035 als auch solche für 2050 ab.
- Die Instrumente des EnG müssen technologieneutral ausgestaltet werden, um Wettbewerbsverzerrungen zu minimieren, bzw. zu verunmöglichen. Generell soll der Fokus der Förderung auf die maximale Kosteneffizienz gelegt werden.
- Der sgv begrüsst das Auslaufen der Marktprämie für Grosswasserkraft. Diese ist mit einer technologieneutralen Ausgestaltung des Gesetzes nicht kompatibel und bevorzugt letztlich einzelne Werke. Die Subvention der bestehenden Wasserkraft leistet darüber hinaus keinen nennenswerten Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz.
- Auf die Förderung von bestehenden Klein- und Kleinstwasserkraftwerken ohne Kapazitätserweiterung ist zu verzichten. Diese sind offensichtlich ineffizient und leisten keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

- Der sgv lehnt eine gesonderte Förderung der Wasserkraft ab. Um Marktverzerrungen zu vermeiden und das Potenzial der neuen erneuerbaren Energien optimal umzusetzen, müssen alle Förderungen nach der gleichen Logik vergeben werden. Entsprechend befürwortet der sgv einmalige Investitionsbeiträge für die Wasserkraft – idealerweise als Ausschreibung ausgestaltet. Auch verlangt der sgv die Angleichung der Förderdauer der Wasserkraft an die der übrigen neuen erneuerbaren Energien.
- Der sgv befürwortet die Ablösung des Einspeisevergütungssystem durch Investitionsbeiträge – idealerweise als Ausschreibung. Diese Ablösung darf aber keine Verlängerung des Förderzeitraums zur Folge haben. Gemäss Energiegesetz sind die Förderungen befristet; an den vom Volk angenommenen Fristen ist nichts zu ändern. Ebenfalls darf der Netzzuschlag nicht erhöht werden.
- Der sgv unterstützt die möglichst breitflächige und technologie neutrale Ausschreibung der Investitionsbeiträge. Mit Ausschreibungen oder Aktionen können die jeweils tiefsten Produktionspreise gefunden und umgesetzt werden. Das gilt insbesondere für Anlagen mit Volleinspeisung; bei Kleinanlagen mit Eigenverbrauch bis etwa 40 kW sind die bereits heute umgesetzten Investitionsbeiträge als Einmalvergütungen zielführend.
- Der sgv lehnt die Regelung zu den Projektierungsbeiträgen für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermieranlagen ab. Die Förderung soll direkt und nur dem Erreichen von den im Gesetz festgelegten Richtwerten dienen. Es ist nicht die Idee der Förderung, das unternehmerische Risiko vollständig abzunehmen. Die Planungs- und Projektierungsphase ist die riskanteste Phase, weil dort die «richtigen» unternehmerischen Entscheide getroffen werden. Wenn das Fördersystem diese Entscheide abnimmt, setzt es Anreize zu falscher Projektierung und für ineffiziente Projekte. Die Arbeiten während dieser Phase können indes sehr wohl erleichtert werden, wenn die damit verbundenen Regulierungskosten abgebaut würden. Denkbar wäre etwa eine UVP-Befreiung oder die Aussetzung des Verbandsbeschwerderechts.
- Die vom Bundesrat beantragte Regelung zur Umsetzung und Berechnung der Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten lehnt der sgv ab. Insbesondere lehnt der sgv die neue «Flexibilität» ab, denn sie gibt dem Bund neue Interventionsmöglichkeiten und macht den ganzen Berechnungsprozess zu einer «Black Box». Das ist eine Schlechterstellung der Handelsbetriebe und mit der Rechtssicherheit nicht kompatibel. Im Fahrzeugbereich schliesst sich der sgv generell der Stellungnahme des AGVS an.

Der sgv sieht die folgenden Eckwerte in der Revision des StromVG:

- Im Rahmen dieser Vernehmlassung: Der sgv begrüsst die Absicht des Bundesrats, im Rahmen dieser Revision mit der Speicherreserve sowie der Möglichkeit von Ausschreibungen für neue (Winter-) Stromproduktionskapazitäten ergänzende, marktbasierte Instrumente für die kurz- und längerfristige Stromversorgungssicherheit vorzusehen. Allerdings spricht er sich für technologie neutrale Ausschreibungen aus, die Gaskraftwerke nicht im Voraus ausschliessen. Diese könnten als Back-up-Technologie zur Überbrückung kritischer Situationen gegen Winterende nötig werden und aufgrund ihrer relativ tiefen Investitionskosten ökonomisch sinnvoll sein. Das ist bereits in der Botschaft und in den Dokumenten zur Energiestrategie 2050 vorgesehen.
- Im Rahmen einer Revision, die zusammen mit der des EnG erfolgen soll: Der Strommarkt ist vollständig zu liberalisieren. Eine eventuelle Grundversorgung muss technologie neutral definiert sein.
- Im Rahmen einer Revision, die zusammen mit der des EnG erfolgen soll: Im StromVG ist konsequent auf eine verursachergerechte Tarifierung des Netzes zu setzen.

Zuletzt ist darauf hinzuweisen, dass der sgv die von interessierten Kreisen vorgeschlagene Schaffung eines neuen Förderinstruments im EnG, die sogenannte «gleitende Marktprämie», ablehnt. Die Schaffung eines neuen Förderinstruments ist inkompatibel mit der vom Volk angenommenen Energiestrategie.

gie 2050 – sie sieht nämlich ein Auslaufen aller Förderungen vor. Die gleitende Marktprämie ist auch aus ökonomischen Gründen abzulehnen. Sie garantiert nämlich Einnahmen für Stromproduzenten und setzt somit Negativanreize bezüglich Erhöhung der Effizienz oder Innovation.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Gewerbeverband sg



Hans-Ulrich Bigler
Direktor sg, e. Nationalrat



Henrique Schneider
stellvertretender Direktor

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
3003 Bern

EnG@bfe.admin.ch

Bern, 8. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023): Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Schweizerische Gewerkschaftsbund SGB bedankt sich für die Möglichkeit, sich zur vorliegenden Revision des Energiegesetzes äussern zu können. Bevor wir uns zu einzelnen Gesetzesartikeln äussern, erlauben wir uns noch einige Anmerkungen vorweg, da diese Revision direkt mit der Revision des Stromversorgungsgesetzes gekoppelt werden soll. Zu diesem wird der Bundesrat keine Vernehmlassung mehr machen, sondern zum Jahresende die Botschaft zur Behandlung in die zuständigen parlamentarischen Kommissionen schicken.

Volle Strommarktöffnung ist kontraproduktiv

Dieses revidierte Energiegesetz soll sicherstellen, dass trotz der geplanten Vollliberalisierung des Strommarktes ausreichend Anreize für den Zubau von erneuerbaren Energien gesetzt werden können. Der SGB lehnt die Strommarktöffnung aus grundsätzlichen Überlegungen ab, da Strom ein öffentliches Gut, unverzichtbar für die Bevölkerung und eine zentrale Voraussetzung für das Funktionieren der Volkswirtschaft ist. Die Stromversorgung muss deshalb immer stark reguliert bleiben, eine Marktöffnung würde daran nichts ändern. Sie würde aber sinnlose Kosten im Marketing und in der Administration bewirken und damit Preissteigerungen verursachen, die weder der Versorgungsqualität noch der Nachhaltigkeit in der Produktion noch dem Klimaschutz zugutekämen. Im Gegenteil dürfte eine Strommarktöffnung auch ökologisch negativ sein.

Bisher ist der Schweizer Strommarkt so konzipiert, dass den Kleinkunden die Gestehungskosten verrechnet werden. Das betrifft immerhin gut die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs in der Schweiz und mehr als 90% der Kundschaft. Die Verteilnetzbetreiber wissen sehr gut Bescheid über die Nachfrage aus diesem Segment ihrer Kundschaft und haben damit eine hohe Planungssicherheit beim Stromeinkauf und dem Absatz ihrer eigenen Produktion. In grossen Gemeinden wie z.B. der Stadt Zürich oder Basel-Stadt wird diesen Kunden im gebundenen Markt als Standardprodukt 100% erneuerbarer Strom verkauft, was sich bis heute als Treiber der Energiewende erweist. Die Vollmarktöffnung sieht nach Vorstellung des Bundesrats vor, dass in der künftigen Grundversorgung ausschliesslich 100% einheimischer erneuerbarer Strom verkauft wird. Dies mit der Idee, dass man die positive Dynamik des bisherigen Geschäftsmodells nicht bremsen will. Fakt ist, dass man die heute herrschende Planungssicherheit nicht mit höheren Fördermitteln kompensieren kann. Denn die Kundschaft in der Grundversorgung wird nicht mehr berechenbar sein, das vom Bundesrat skizzierte Modell im künftig geöffneten Markt sieht im Gegenteil Anreize

für eine starke Mobilität der Kleinkunden vor: Jeweils zwei Monate vor Jahresende kann aus der Grundversorgung auf den Markt zu einem neuen Stromlieferanten oder im Folgejahr auch wieder zurück in die Grundversorgung beim bisherigen Verteilnetzbetreiber gewechselt werden.

Der Energy-Only Market, das Preismodell im offenen Markt, garantiert eben nicht mehr, dass die Gestehungskosten beim Strom gedeckt sind. Dieses Problem ist auch mit höheren Investitionsbeiträgen nicht zu lösen, wenn man weiterhin moderate und vor allem stabile Strompreise will. Dies aber ist bisher eines der Merkmale der schweizerischen Stromversorgung im Gegensatz zum europäischen Umfeld, welches man nicht aufs Spiel setzen sollte, denn es ist die Voraussetzung für die bisher hohe Zustimmung in der Bevölkerung zur Energiewende.

Zubau von Erneuerbaren und verstärkter Umweltschutz widersprechen sich nicht

Die mit dieser Revision bezweckte verstärkte Unterstützung der erneuerbaren Energien ist zwar ein schwaches Gegenmittel gegen die zu befürchtenden negativen Auswirkungen der vollen Strommarktöffnung, sie ist aber an sich unbedingt erforderlich. Denn mit dem Ausstieg aus der Atomkraft, der Dekarbonisierung der Gebäudewärme und der notwendigen Elektrifizierung der Mobilität braucht es nicht nur einen Ersatz der wegfallenden Kapazitäten, sondern einen Ausbau der einheimischen Stromproduktion. Das Potenzial der Wasserkraft, bisher der grosse Pfeiler in der Stromproduktion, ist aber erschöpft. Zudem dürfte sich die Produktion aus dieser Quelle wegen des Klimawandels, der sich in längeren Trockenperioden und abnehmender Schneemenge manifestiert, tendenziell verringern. Der Rückzug der Gletscher, ebenfalls eine Folge des Klimawandels, eröffnet zwar Perspektiven durch neue Gletscherseen, hier aber kommt es dann sicher zur Kollision mit dem Landschaftsschutz.

Der Interessenskonflikt zwischen höherer Produktion aus Wasserkraft und Biodiversitätsschutz wird mit dieser Vorlage nicht entschärft, sondern würde sich ganz unnötig zuspitzen. Die noch bestehenden ökologisch wertvollen Gebiete müssen konsequent geschützt werden. Ein besserer Schutz der Biodiversität und Massnahmen für einen verstärkten Klimaschutz widersprechen sich aber nicht, sondern müssen ab jetzt zusammengedacht und konzipiert werden. Diesem Ziel muss die Revision des Energiegesetzes einen grossen Schritt näherkommen und die Investitionsanreize müssen entsprechend so gesetzt werden.

Die Photovoltaik ist nach übereinstimmender Einschätzung aller ExpertInnen in der Schweiz die Quelle erneuerbaren Stroms mit dem grössten Potenzial, was Zubau, Kostenbegrenzung und Landschaftsschutz gleichermassen betrifft. Der Bundesrat strebt denn auch mit dieser Vorlage einen verstärkten Ausbau der Photovoltaik an und setzt dafür auf einmalige Investitionsbeiträge mittels Einmalvergütungen und bei Auktionen für grosse Anlagen ohne Eigenverbrauch. Bei der Wasserkraft war man in jüngster Zeit stets bemüht, das Risiko der volatilen Marktpreise zu mindern (Stichworte Marktprämie und Diskussion über einen flexiblen Wasserzins), hier hingegen wird kein Sicherungsnetz vorgesehen. Damit ist fraglich, ob der anvisierte Zubau gelingen kann. Die Photovoltaik braucht dringend mehr Planungssicherheit, wenn sie als neuer Pfeiler der einheimischen Stromversorgung vorgesehen ist.

Versorgungssicherheit: Der Markt richtet es nicht

Seitdem diese Revision des EnG entworfen wurde, haben wir nämlich eine komplett neue Ausgangslage zu bewältigen: Die Corona-Pandemie hat europaweit wegen des «shut down» der Wirtschaft und des öffentlichen Verkehrs zu einem Einbruch beim Stromverbrauch geführt und setzt damit die Preise noch mehr unter Druck. Die weiteren Folgen der Pandemie sind eine Zunahme

der Arbeitslosigkeit und eine gefährliche Schwächung der Kaufkraft. Zudem ist fraglich, ob in dieser neuen Wirtschaftslage eine Erhöhung der Preise für die CO₂-Emissionen in der EU eine politische Mehrheit finden. Der Markt wird es ganz bestimmt nicht richten. Deshalb müssen die Fördermittel noch deutlicher verstärkt werden, um die Investitionsanreize für den Zubau von erneuerbaren Produktionsanlagen zu stimulieren, aber mit klarem Fokus auf die Nachhaltigkeit der Anlagen.

Energieeffizienz und Suffizienz sind die zwei Aspekte einer ökologisch, ökonomisch und sozial erfolgreichen Energiewende, aber sie erfahren viel zu wenig Beachtung und fallen auch in dieser Revision unter den Tisch. Mit Strom, der nicht verbraucht wird, lässt sich kein Geschäft machen. Das dürfte wohl die Erklärung für diese Geringschätzung sein. Je mehr aber die Stromproduktion auf erneuerbaren Energien beruht, desto zentraler wird die Frage des Lastmanagements um die Stromkosten im Griff zu halten. Wie eine Studie im Auftrag des BfE im letzten Oktober aufzeigte, wird das Potenzial von Laststeuerungen in der Schweiz noch kaum genutzt. Aber das ist eine verpasste Chance, die sich rächen wird, denn ohne deutliche Verbrauchsverringerung und den Einsatz von solchen Steuerungselementen kann die Transformation nicht kosten- und umweltverträglich gelingen. Es sollte deshalb nicht damit zugewartet werden, die Verbrauchsrichtwerte anzupassen. Und es sollte möglichst rasch ein geschäftsfähiges Demand Side Management aufgebaut werden.

Zu den einzelnen Artikeln

Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Abs. 1

Wir beantragen ein ehrgeizigeres Ausbauziel – immer unter Ausnahme der Wasserkraft – bis zum Jahr 2035 von mindestens 35 TWh. Anders dürfte es nicht möglich sein, einerseits die Kernkraftkapazitäten rechtzeitig zu ersetzen und gleichzeitig die Dekarbonisierung der Gebäudewärme und Elektrifizierung der Mobilität voranzubringen. Was nicht heisst, dass nicht weiterhin Strom importiert würde, das Ziel ist nie die Autarkie, aber die Abhängigkeiten sollten aus wirtschaftlichen Überlegungen (inländische Wertschöpfung, Stromnetzbelastung, Systemdienstleistungen) nicht höher als heute sein.

Abs. 2

Sollte gestrichen werden, denn, wie oben ausgeführt, gehen wir davon aus, dass ein nachhaltiges Potenzial der Wasserkraft weitestgehend erschöpft ist. Fördermittel sollten nicht dazu eingesetzt werden, einen notwendigen Strukturwandel in der Stromwirtschaft aufzuschieben. Die grossen Unternehmen sind konfrontiert mit der Herausforderung, dass sie nicht mehr auf ihre beiden inländischen Geschäftsbereiche der zentralen Produktionsanlagen von Kernkraft und Wasserkraft setzen können, sondern sich diversifizierter aufstellen müssen.

Art. 3 Verbrauchsrichtwerte

Eine Anpassung ist mit dieser Revision nicht vorgesehen. Wir beantragen dagegen, dass die verbindlichen Zielwerte im Gesetz nun verbindlich formuliert werden und die Förderung von Steuerungselementen wie DSM, Sparbonusmodelle und anderer Instrumente ins Gesetz aufgenommen wird.

Art. 7 Abs. 3

In Übereinstimmung mit den Umweltverbänden beantragen wir vor dem Hintergrund der aktuellsten Erkenntnisse eines dynamischen Schwunds der Artenvielfalt eine Präzisierung dieses Absatzes wie folgt:

*Eine umweltverträgliche Energieversorgung bedeutet den schonenden Umgang mit den natürlichen Ressourcen, den Einsatz erneuerbarer Energien, ~~insbesondere der Wasserkraft~~, und hat das Ziel, die schädlichen und lästigen Einwirkungen auf Mensch, Umwelt und Natur, **insbesondere auf die Biodiversität**, möglichst gering zu halten.*

Art. 10 Richtpläne der Kantone und Nutzungspläne

Entsprechend sollte Artikel 10 abgeändert werden, damit noch bestehende wertvolle Gebiete und Lebensräume von gefährdeten Arten erhalten bleiben. Absatz 1 sollte neu so formuliert sein:

... Sie schliessen bereits genutzte Standorte mit ein und bezeichnen Gebiete und Gewässerstrecken, die freizuhalten sind. Dazu zählen insbesondere schutzwürdige Lebensräume bedrohter Arten. Die Planungen werden überkantonale koordiniert.

Art. 13 Zuerkennung des nationalen Interesses

Dieser Passus, der auch für Produktionsanlagen oder Pumpspeicherwerke, die nicht die erforderliche Grösse nach Art. 12 erreichen, ein nationales Interesse vorsieht, wurde von uns bereits in der letzten Gesetzesrevision abgelehnt. Es gibt ausreichend neue Standorte für Produktionsanlagen ausserhalb von BLN-Schutzgebieten. Den Kantonen wird hier ein Recht für willkürliche Entscheide zugestanden, das die Interessenskonflikte unnötig verschärft. Der Artikel sollte gestrichen werden.

Art. 25 Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen

Der SGB unterstützt, dass reine Erneuerungen von bestehenden Anlagen ohne Erweiterung nicht mitfinanziert werden. Ebenso unterstützen wir den erhöhten Vergütungssatz von bis zu 60 Prozent für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen.

Wir beantragen, dass die Gelegenheit dieser Revision auch dazu genutzt wird, den Zubau von Photovoltaikanlagen auf bestehenden Infrastrukturanlagen von Bund, Kantonen und Gemeinden sowie auf den Anlagen von Unternehmen der öffentlichen Hand zu fördern und beschleunigen. Hier gibt es ein grosses Potenzial (wie aktuell nur schon die Installation von PV-Anlagen auf den Schuldächern in der Stadt Zürich zeigt), das unbedingt genutzt werden sollte. Zumal hier eine mögliche Rendite nicht privatisiert wird.

Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung

Das Prinzip des «Energy-Only»-Marktes verhindert grundsätzlich die Refinanzierung der Vollkosten einer Produktionsanlage, da nur der produzierte Strom vergütet wird. Und gerade bei den PV- oder Windanlagen weisen die Anlagen alle zur selben Zeit Spitzenleistungen auf, da die Produktion witterungsabhängig erfolgt und der Strom dann zu tiefen Preisen abgesetzt wird. Staatliche Unterstützung muss deshalb eine grosse Planungssicherheit bieten damit Investitionen realisiert werden. Es wäre deshalb zu überlegen, wie die Konzeption der Auktionen ausgestaltet wird, damit die Unsicherheiten mit den preislichen Schwankungen nicht einfach in höheren Einmalvergütungen resultieren, die dann zu Lasten der StromkundInnen gehen.

Denkbar wären Ausschreibungen mit gleitenden Marktpremien – bei steigenden Preisen sinken die Marktpremien und umgekehrt. Investitionen kämen so tendenziell billiger, weil das Risiko minimiert wird. Und dennoch würde nicht ein starrer Investitionsbeitrag festgeschrieben, der den schwankenden Marktpreisen keine Rechnung tragen kann.

Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

Der Investitionsbeitrag nach Absatz 3 von 60% soll für alle Anlagen auf höchstens 40% der anrechenbaren Investitionskosten gekürzt werden. Und wir fordern, dass die Unterstützung auf umweltverträgliche Anlagen beschränkt wird. Auf die finanzielle Unterstützung von Kleinanlagen ist zu verzichten, wir beantragen deshalb die Streichung von Abs. 1 lit. c.

Beiträge an neue Anlagen an natürlichen Gewässern sollten keine mehr geleistet werden, hingegen der Schwerpunkt der Förderung auf das umweltverträglich erschliessbare Potenzial bei bestehenden Anlagen gelegt werden. Die Bedingungen für die Umweltvorschriften sollten anhand der geltenden gesetzlichen Grundlagen des Gewässerschutzgesetzes, der Gewässerschutzverordnung Anhang 1 und des Natur- und Heimatschutzgesetzes formuliert sein, damit alle geförderten Anlagen den Gewässer- und Naturschutz einhalten und nicht im Konflikt mit Biodiversitätsschutzziele stehen.

Im Gewässerschutz herrscht ein Vollzugsdefizit, indem die Bestimmungen zur Reduktion der Umweltauswirkungen nicht oder nur mit Verzögerung umgesetzt werden. Deshalb sind die Beiträge an die vollständige Umsetzung der oben erwähnten Gesetzes- und Verordnungsbestimmungen zu knüpfen. Zusätzlich umweltverträgliches Potenzial liegt bei der Wasserkraft, wenn überhaupt, am ehesten in der Erweiterung von bestehenden Anlagen. Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft sollten deshalb darauf fokussieren, allenfalls mit ergänzenden Anreizen für die Erhöhung der Winterstromproduktion.

Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomassenanlagen

Wir beantragen die Streichung von Abs. 3a und 3b, weil die Infrastruktur von Fernwärmeanlagen nicht über die Abfallgebühren refinanziert werden sollte. Diese belasten geringe Hauhalteinkommen überproportional. Und eine Überwälzung dieser Infrastrukturkosten auf die betreffenden Liegenschaften kann gerade im urbanen Umfeld Investitionen von Privaten in den gemeinnützigen Wohnbau erschweren.

Art. 27b Investitionsbeitrag für Geothermieranlagen

Wir beantragen, sowohl Prospektion wie Erschliessung und auch die Erstellung neuer Geothermieranlagen nicht über den Netzzuschlag, sondern über Forschungsbeiträge zu unterstützen. Über den Netzzuschlag sollten nur Anlagen finanziert werden, die zu marktnahen Konditionen Strom produzieren können. Bei der Geothermie steckt man hingegen noch in der Phase der Erforschung des Potenzials und der Chancen und Risiken bei der Realisierung solcher Anlagen. Die Mittel aus dem Netzzuschlag würden sonst unnötig belastet.

Art. 29 Abs. 3 neue lit. h-k

Wir haben bereits bei Art. 26 vorgeschlagen, auf Investitionsbeiträge für kleine Wasserkraftanlagen zu verzichten und deshalb den betreffenden Abs. 1 lit. c zu streichen. Nun bestätigt der

Bundesrat hier mit Abs. 3 lit. j selbst, dass kleine Anlagen oft nicht rentabel sind und entsprechend Investitionen in Erneuerungen nicht getätigt würden, wenn es dafür keine Unterstützung gäbe. Wir beantragen entsprechend auch hier die Streichung von Abs. 3 lit. j.

Art. 33 Geothermie-Garantien

In Anlehnung an unsere Bemerkungen bei Art. 27b bekräftigen wir, dass auch Garantien zur Risikoabsicherung von Investitionen in Geothermie nicht aus dem Netzzuschlag finanziert werden sollen.

Art. 35 Erhebung und Verwendung Netzzuschlag

Wir beantragen, dass Abs. 2 lit. g nicht redaktionell angepasst, sondern ganz gestrichen wird und verweisen auf unsere Anmerkungen unter Art. 27b und Art. 33.

Art. 37 Netzzuschlagsfonds

Diese Revision sollte auch dazu genutzt werden, das Verschuldungsverbot für den Netzzuschlagsfonds nun definitiv aufzuheben. Wir beantragen entsprechend die Streichung des ersten Satzes in Abs. 4.

Art. 44 Abs. 1

Der SGB begrüsst die höhere Transparenz für die KonsumentInnen. In der Lebenszyklusbetrachtung sollten auch alle Emissionen abgebildet sein.

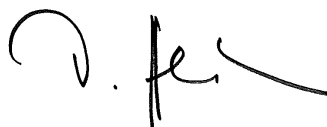
Besten Dank für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

SCHWEIZERISCHER GEWERKSCHAFTSBUND



Pierre-Yves Maillard
Präsident



Dore Heim
Zentralsekretärin

Hopfenweg 21
PF/CP 5775
CH-3001 Bern
T 031 370 21 11
info@travailsuisse.ch
www.travailsuisse.ch

OFEN
Division efficacité énergétique et
Énergies renouvelables
Service de coordination
3003 Berne
Courriel : EnG@bfe.admin.ch

Berne, le 3 juillet 2020

Révision de la loi sur l'énergie (mesures d'encouragement à partir de 2023). Consultation.

Madame, Monsieur,

Nous vous remercions de nous donner la possibilité d'exprimer notre avis sur ce projet et c'est bien volontiers que nous vous le faisons parvenir. Nous commençons par exprimer des considérations générales.

1. Considérations générales

Travail.Suisse, l'organisation faîtière indépendante des travailleurs et travailleuses, prend acte que les objectifs fixés dans la stratégie énergétique 2050 ne suffisent plus pour atteindre les objectifs de politique énergétique et climatique. C'est pourquoi nous accueillons favorablement le but visé par cette révision de la loi sur l'énergie.

Alors que la loi sur le CO2 se concentre sur la politique climatique et la réduction des gaz à effet de serre, la loi sur l'énergie doit permettre de remplacer les sources d'énergie fossile par les énergies renouvelables. Dans ce cadre, le rôle principal revient à la capacité de produire suffisamment de courant électrique d'origine renouvelable car seule une forte électrification de la mobilité permettra d'atteindre le but de zéro émissions nettes de gaz à effet de serre d'ici 2050. Il s'agit là d'un grand défi à relever mais aussi d'une chance qui doit permettre des innovations technologiques et, partant, la sauvegarde et la création de très nombreux emplois dans tout le pays mais devant profiter en particulier aux régions périphériques avec notamment la décentralisation de production d'électricité renouvelable. C'est en particulier – mais pas seulement – le soutien au photovoltaïque qui favorise la création d'emploi notamment dans le secteur des installateurs, des couvreurs et des électriciens.

2. Eléments de la révision tout particulièrement dignes d'être soutenus

Nous soutenons tout particulièrement le fait que les valeurs indicatives à atteindre d'ici 2035 inscrites dans la LEn pour le développement de l'énergie hydraulique et d'autres énergies renouvelables

deviennent des objectifs contraignants. C'est indispensable pour atteindre le but visé. Nous sommes favorables en particulier à ce qu'une évaluation des objectifs ait lieu tous les cinq ans, ce qui permettra au Conseil fédéral de prévoir des mesures supplémentaires si nécessaire, ce qui sera vraisemblablement le cas selon nous.

Nous saluons en particulier le prolongement et le renforcement du système d'encouragement de la production d'électricité d'origine renouvelable. Il s'agit là d'un revirement bienvenu et indispensable pour parvenir à zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050. Nous acceptons que des contributions d'investissement viennent remplacer le système de rétribution de l'injection.

Nous soutenons aussi la fin de la prime de marché à la grande hydraulique avec le rétablissement des prix du marché de gros de l'électricité. Cela permet d'encourager d'autres sources d'énergie renouvelables sans procéder à une augmentation du supplément sur le réseau. Nous sommes d'accord avec les nouvelles réglementations permettant de mieux cibler le soutien au développement de l'énergie hydraulique. Par ailleurs, il est juste de fixer les taux de contribution pour les investissements dans l'hydraulique au niveau de l'ordonnance pour éviter un surfinancement si le prix du marché devait augmenter.

Nous soutenons en particulier l'article 44 alinéa 1 de la LEne modifiée qui prévoit des dispositions élargies et favorisant la comparaison pour réduire la consommation énergétique des installations, véhicules et appareils fabriqués en Suisse, en particulier pour tout ce qui a trait à l'utilisation et à l'ensemble du cycle de vie.

3. Propositions d'améliorations

- **Augmenter la production d'électricité renouvelable et plus rapidement aussi.** Selon des modélisations, il faudrait par rapport à ce que prévoit la LEne à son article 2 augmenter de 50% la part de courant électrique renouvelable pour atteindre le but de zéro émissions de gaz à effet de serre en 2050 et ceci, en prenant aussi en considération les efforts en matière d'efficacité énergétique et de suffisance. Il s'agit aussi d'accélérer la cadence car on sous-estime encore les efforts à fournir dans certains secteurs comme l'aviation ou l'agriculture. Produire davantage d'électricité renouvelable et plus rapidement sera aussi bénéfique pour l'économie et l'emploi, ce qui est important à considérer eu égard à la récession provoquée par la crise du coronavirus. En outre, il faut aussi considérer la perspective énergétique sous l'angle de la sécurité de l'approvisionnement. Il serait en effet bien avisé de réduire la dépendance de la Suisse en matière d'importation de courant pour éviter de possibles pénuries en hiver. L'ELCom préconise par exemple à cet effet une augmentation de production d'électricité renouvelable de 5 à 10 TWh.
- ➔ Travail.Suisse préconise à l'article 2 al. 1 de la LEne de prévoir une production d'électricité issue d'énergies renouvelables, énergie hydraulique non comprise, non pas de 11400 GWh mais de 16000 GWh d'ici 2035 et non pas de 24200 GWh mais 35000 GWh d'ici 2050.

- **Augmenter les incitations pour l'efficacité énergétique.** Le projet du Conseil fédéral devrait aussi prévoir d'améliorer l'efficacité énergétique. Il ne faut pas simplement remplacer par du courant renouvelable le courant nucléaire mais chercher aussi à réduire la consommation de ce courant. Vu la nécessité d'une décarbonisation complète d'ici 2050, les valeurs indicatives de consommation fixées à l'article 3 de la LENE, en particulier celles de la consommation électrique par habitant et par an à l'alinéa 2, doivent être revues. En effet, une diminution de 13% d'ici 2035 ne paraît pas suffire. C'est pourquoi, nous demandons que les valeurs de consommation électrique par habitant et par an selon l'alinéa 2 de l'article 3 LENE soient non seulement indicatives mais contraignantes et adaptées aux valeurs d'extension de production de l'électricité renouvelable de manière à couvrir les besoins de production en moyenne annuelle.
- **Garantir une extension compatible sur le plan environnemental.** L'extension de la production d'électricité renouvelable doit aussi préserver l'environnement. Il s'agit en particulier de n'attribuer des contributions d'investissements selon l'article 26 LENE pour les installations hydroélectriques que si les prescriptions de la loi sur la protection des eaux sont garanties. A l'heure actuelle, les débits résiduels minimaux sont encore loin d'être respectés partout. Il faut donc en particulier lors du renouvellement ou de l'extension d'une installation que cela soit le cas. Des vérifications doivent être régulièrement effectuées.

Proposition pour l'après 2035 : poursuite possible du système d'encouragement et/ou un système incitatif en matière énergétique

Finalement, la question se pose de savoir comment évoluera la politique énergétique et climatique après 2035 avec la fin prévue du système d'encouragement. S'il devait s'avérer qu'on n'atteint pas les objectifs contraignants, il faut prévoir une prolongation du système d'encouragement. Une variante ou complément possible est d'envisager à nouveau un système incitatif en matière climatique et énergétique, abandonné par le Parlement il y a quelques années. En effet, depuis lors, la politique énergétique et climatique a fortement évolué et est davantage soutenue. La composition du Parlement a changé et il est beaucoup plus sensible aux questions climatiques. En outre, l'électrification toujours plus poussée, en particulier du parc automobile, nécessite aussi de revoir toute la question de la tarification de la mobilité.

En vous remerciant de réserver un bon accueil à notre réponse et à nos propositions d'améliorations, nous vous adressons, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées.



Adrian Wüthrich, président



Denis Torche, responsable du dossier politique énergétique

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Elektronisch: EnG@bfe.admin.ch

10. Juli 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Teilnahme an der Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes.

economisesuisse vertritt als Dachverband der Schweizer Wirtschaft rund 100'000 Unternehmen jeglicher Grösse mit insgesamt 2 Millionen Beschäftigten in der Schweiz. Unsere Mitglieder umfassen 100 Branchenverbände, 20 kantonale Handelskammern sowie Einzelfirmen. Sämtliche dieser Unternehmen nutzen Energie für die Bereitstellung ihrer Dienste und Produkte und sind dabei auf eine zuverlässige und kompetitive Versorgung ohne Unterbruch angewiesen. Für die Wirtschaft ist eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu international konkurrenzfähigen Preisen das Wichtigste.

Allgemeine Bemerkungen

Die Schweizer Stimmbevölkerung hat 2017 in einer Referendumsabstimmung die Energiestrategie 2050 angenommen und damit den Ausstieg der Schweiz aus der Kernenergie beschlossen. Gleichzeitig wurde ein Ausbau der erneuerbaren Energien beschlossen, wobei die Förderinstrumente zeitlich befristet waren (die kostendeckende Einspeisevergütung und die Marktprämie für Wasserkraft bis 2022 und die Investitionsbeiträge bis 2030). Da sich die Wirtschaft damals gegen eine Erhöhung des Netzzuschlags von 1.5 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh aussprach, war diese zeitliche Befristung der Subventionen ein wichtiges, wenn nicht entscheidendes Element der Vorlage. Dieses damalige politische Versprechen soll nun gebrochen werden. Auch wenn der Netzzuschlag nicht erhöht werden soll, bedeutet die vorgeschlagene Verlängerung der Förderinstrumente eine Mehrbelastung für die Unternehmen, welche zu sinkender Wettbewerbsfähigkeit führt. Es bestätigt sich, dass einmal eingeführte Subventionen nicht mehr rückgängig zu machen sind, und dies obwohl sie mit einem Enddatum versehen waren. Der Übergang in ein marktwirtschaftliches System gilt es anzustreben, wobei Fördermittel als Anschubfinanzierung statt als Dauersubventionierung verstanden werden sollen.

Positionen economiesuisse

1) Verlängerung Erhebung Netzzuschlag (2.3 Rp./kWh)

Gemäss erläuterndem Bericht zur Vernehmlassungsvorlage betragen die Kosten für die neuen Förderinstrumente (ab 2023) rund 215 Mio. CHF pro Jahr. Die Finanzierung soll durch den bereits heute bestehenden Netzzuschlag erfolgen. Dieser bleibt bei max. 2.3 Rp./kWh, was insgesamt rund 1.3 Mia. CHF pro Jahr für die Förderung ergibt. Das heisst, dass die Endkunden nicht stärker belastet werden als heute, jedoch länger, da die Fördermassnahmen bis 2035 verlängert werden.

Die Verschiebung des Auslaufens der Förderinstrumente von 2030 auf 2035 führt dazu, dass der Netzzuschlag weitere fünf Jahre im heutigen Umfang (also 2.3 Rp./kWh) bei den Stromendverbrauchern erhoben wird. Die Kosten für die Finanzierung der Fortführung der Förderung nach 2030 belaufen sich schätzungsweise auf rund 500 bis 550 Millionen Franken pro Jahr. Selbst ohne Verlängerung der Förderung fallen nach 2030 insbesondere die Kosten für die Einspeisevergütung weiterhin an. Somit würde der Netzzuschlag nur schrittweise sinken. Die Absenkung erfolgt nach dem Auslaufen der Vergütungsdauer für die Anlagen im Einspeisevergütungssystem.

economiesuisse spricht sich klar gegen eine Verlängerung der Fördermassnahmen bis 2035 aus und lehnt somit eine Verlängerung der Erhebung des Netzzuschlags in Höhe von 2.3 Rp./kWh ab.

Grundsätzlich vertritt economiesuisse die Position, dass der Strommarkt nicht noch mehr durch Subventionen verzerrt werden darf. Das erklärte Ziel besteht darin, dass keine weiteren Subventionen hinzukommen und dass die bestehenden Subventionen so rasch wie möglich abgebaut werden. economiesuisse hatte sich im Rahmen der Energiestrategie 2050 gegen die damalige Erhöhung des Netzzuschlags von 1.5 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh ausgesprochen. Umso wichtiger war damals, dass die Erhöhung auf 2.3 Rp./kWh mit einem Enddatum versehen wurde (sog. Sunset-Klausel). Auch als 2018 im Rahmen der Strategie Stromnetze Sofortmassnahmen für die Wasserkraft diskutiert wurden, wurden diese von economiesuisse abgelehnt, da weitere Marktverzerrungen unerwünscht waren und sind.

2) Neue Förderinstrumente

Die geplante marktnähere und wettbewerbslichere Ausgestaltung der Fördermassnahmen ist zwar grundsätzlich begrüssenswert, da damit pro eingesetztem Franken mehr Produktion erzielt werden kann als mit den aktuellen Fördermassnahmen. Die Effizienz der Förderung würde damit also zumindest zunehmen. **Da die Verlängerung der Förderung aber abgelehnt wird, ist diese effizientere Ausgestaltung letztlich aus unserer Sicht redundant.** Gleichzeitig zeigt die angedachte künftig effizientere Ausrichtung der Förderinstrumente, dass die aktuelle Förderung von Ineffizienzen geprägt ist. Zumindest ist das Modell der Investitionsbeiträge mittels Ausschreibungen (Auktionen) marktnäher und wettbewerbsorientierter als andere Fördermodelle und daher klar Modellen wie der Einspeisevergütung oder einer «gleitenden Marktprämie» vorzuziehen. Bei einmaligen Investitionsbeiträgen geht der Staat keine langjährigen Zahlungsverpflichtungen ein und trägt auch nicht mehrheitlich die Marktrisiken. Eine weitere Unterstützung der Wasserkraft soll indirekt über eine Flexibilisierung der Wasserzinsen erfolgen. Zudem darf eine allfällige Förderung nicht den Markt verzerren, weshalb sie technologieneutral ausgestaltet werden und für alle Akteure gleichlange Spiesse gelten (z.B. bei der Verwertung von Biomasse) sollen.

3) Verbindliche Zielwerte anstelle von Richtwerten

economiesuisse lehnt diese verbindlichen Ziele (2035/2050) ab. Während Richtwerte als Orientierung dienen, würden die Zielwerte einen anderen Status erhalten und als verbindlich interpretiert werden. Mit dieser Verbindlichkeit wird Tür und Tor für weitere Verlängerungen der Erhebung des Netzzuschlags und/oder Erhöhungen des Netzzuschlags geöffnet. Dabei besteht die Gefahr, dass ungeachtet der Marktentwicklungen diese Zielwerte zwingend erfüllt werden «müssten» und dadurch enorme Mehrkosten ent-

stehen. Erhöhungen des Netzzuschlags wären dabei vorprogrammiert, was nicht im Interesse der Wirtschaft ist. Die Förderung darf nicht zum Dauerzustand werden. Richtwerte werden als zweckmässig und ausreichend angesehen. Daher werden die Umformulierung in Zielwerte wie auch ein neuer Zielwert für das Jahr 2050 abgelehnt.

4) Versorgungssicherheit

Die **Fokussierung auf die Versorgungssicherheit und damit auch auf den künftigen Strombedarf in den Wintermonaten erachten wir als wichtiger als Ausbauziele für neue erneuerbare Energien**, da der Ausbau von erneuerbaren Energien nicht zwangsläufig auch eine höhere Versorgungssicherheit garantiert. Zubau von erneuerbaren Energien, welche keinen oder nur einen geringen Anteil an die Winterproduktion liefern, sind nicht wünschenswert. Falls der Netzzuschlag nicht wie politisch beschlossen mit der Sunset-Klausel ausläuft resp. dennoch verlängert erhoben wird, dann sollen die Mittel zumindest für die effizientesten Technologien eingesetzt werden (grösste Produktionsmenge pro eingesetztem Franken). Zudem sollen die Mittel dann zur Unterstützung von Anlagen verwendet werden, welche die Winterproduktion und somit die Versorgungssicherheit stützen. Ferner sollen keine Technologien ausgeschlossen werden, d.h. Ausschreibungen sollen technologieneutral erfolgen und sich nicht nur auf erneuerbare Energien beschränken. Ein allfälliger Bau von einem oder mehreren Gaskraftwerken darf nicht von vorneherein gesetzlich verhindert werden. Im Gegenteil: ein Teil der Mittel aus dem Netzzuschlag sollte im Sinne einer allfälligen Versicherung für einen rentablen Bau und Betrieb von Gaskraftwerken reserviert werden. Falls ein Gaskraftwerk für die Winterproduktion gebaut und betrieben wird, kann es eventuell aufgrund der beschränkten Betriebszeiten (d.h. es läuft nur, wenn nötig) nicht rentabel betrieben werden. Im Betrieb wird es sicher gute Marktpreise erzielen können. Damit die Rentabilität (und somit der Bau) aber sicher gewährleistet ist, benötigt es eine Art Versicherungsprämie im Sinne einer Investitionssicherheit (bei Unrentabilität).

Als wichtigste Massnahmen zur Gewährleistung der künftigen Stromversorgungssicherheit erachtet economiesuisse die vollständige Strommarktöffnung, ein Stromabkommen mit der EU, Import (Wind und Backup) um einen Teil des Winterbedarfs abzudecken, Flexibilisierung der Wasserzinsen, Ausschöpfen der Energieeffizienzpotentiale sowie den allfälligen Bau von Gaskraftwerken.

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme und die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse
economiesuisse



Kurt Lanz
Mitglied der Geschäftsleitung



Beat Ruff
Stv. Leiter Bereich Infrastruktur,
Energie und Umwelt

Frau Bundesrätin Sommaruga, UVEK,
Bundesamt für Energie,
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien, Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Brugg, 24. Juni 2020

Zuständig: Hannah Hofer
Sekretariat: Ursula Boschung
Dokument: SN_EnG_19.06.20_def.docx

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Vernehmlassungsverfahren

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Ihrem Schreiben vom 3. April laden Sie uns ein, zur oben genannten Vorlage Stellung zu nehmen. Für die uns gegebene Möglichkeit danken wir Ihnen bestens und sind gerne bereit, uns in dieser Angelegenheit vernehmen zu lassen.

Grundsätzliche Erwägungen

Die Schweizer Landwirtschaft leistet über die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) einen beachtlichen Beitrag zur Energiewende in der Schweiz. Dieser Beitrag ist im Besonderen durch die Bereitstellung von Strom aus Photovoltaikanlagen (PV), sowie Strom, Wärme und Regelenergie von landwirtschaftlichen Biogasanlagen möglich. Gemäss einer Studie von AgroCleanTech könnte die Landwirtschaft theoretisch noch einen grösseren Beitrag leisten, nämlich bis im Jahr 2030 2'100 GWh/Jahr Strom aus erneuerbaren Energien produzieren, mindestens 1'200 GWh über Photovoltaik und 420 GWh/Jahr in Biogasanlagen. Um dieses Potenzial auszuschöpfen, sind die Produzenten auf die Förderung im Rahmen eines Fördersystems angewiesen.

Grundsätzlich befürwortet der SBV die Stossrichtung der Revision mit der Verlängerung der Fördermassnahmen bis 2035 und insbesondere die Verknüpfung der Energie- und Klimapolitik. Jedoch bedauern wir ausserordentlich, dass der vorliegende Gesetzesentwurf weder eine Lösung für den Weiterbetrieb von bestehenden landwirtschaftlichen Biogasanlagen noch für den dringend nötigen Zubau neuer Anlagen enthält. Wir bitten Sie die Vorlage in diesem Bereich zu nachzubessern, damit ein Weiterbetrieb und Zubau von Biomasseanlagen in der Schweiz möglich ist. Um die Klimaziele 2050 zu erreichen, sollten bei der Förderung nicht ausschliesslich die Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen berücksichtigt werden, sondern die Reduktion **aller** CO₂-Emissionen. Die Festlegung von Zielwerten im Gesetz ist hierbei ein wichtiger Punkt, wobei diese Zielwerte pro Technologie festgelegt werden müssen. Aufgrund der engen Koppelung der Revision mit dem Stromversorgungsgesetz begrüssen wir die angekündigte Etablierung von Quartierstrom/ Energiegemeinschaften. Die Preisentwicklungen für Stromkonsumierende (auch in abgelegenen Regionen) sind mitunter abhängig vom Modell, welches für die Förderung der erneuerbaren Energien als flankierende Massnahme bei einer vollständigen Marköffnung etabliert wird. Stromkonsumierende im ländlichen Raum dürfen dabei nicht diskriminiert werden, wobei die Landwirtschaft auf eine sichere Versorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen angewiesen ist.

Der Schweizer Bauernverband äussert sich im Rahmen dieser Vernehmlassung hauptsächlich zu den Punkten, welche die Förderung von PV-Anlagen und Biogasanlagen betreffen sowie zu allgemeinen Fragen der Stromversorgung.

Stellungnahme zu den einzelnen Punkten

Versorgungssicherheit und Zielwerte erneuerbare Energien

Der Ausbau der einheimisch erneuerbaren Energien ist unabdingbar, damit die Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Insbesondere die damit verbundene wichtige dezentrale Produktion und Konsumation braucht eine entsprechende Förderung, wobei Photovoltaikanlagen sowie landwirtschaftliche Biogasanlagen hierbei als Paradebeispiele auszuweisen sind. Nur mit gesetzlich festgeschriebenen Zielwerten lässt sich der nötige Ausbau ermöglichen. Die Energie- und Klimaziele sind eng aneinandergeknüpft und können nur mit dem richtigen Energiemix erreicht werden. Dies macht aus verschiedenen Gründen Sinn, denn die erneuerbaren Energien ergänzen sich in der Art der Produktion (Konvergenz der Technologien und Netze). Insbesondere funktionieren z.B. landwirtschaftliche Biogasanlagen gut im Zusammenspiel mit Photovoltaik, da sie die variierende Menge PV-Strom dank ihrer flexiblen Produktionsmöglichkeit ideal ausgleichen können, sowohl während des Tages wie auch saisonal. Um tatsächlich sicher zu stellen, dass ein Zubau von sämtlichen Erzeugungstechnologien erreicht wird, fordern wir konsequenterweise die Festlegung von Ausbauzielen pro Technologie. Jede Technologie hat ihre Vor- und Nachteile, um die Ziele zu erreichen, benötigt es alle Technologien.

Die Festlegung von Zielwerten muss zwingend von Massnahmen und entsprechend funktionierenden Instrumenten begleitet sein, welche die mit diesem Gesetz gewünschte Zielerreichung auch ermöglichen. Eine Elektrifizierung des Verkehrs ist sicherlich wünschenswert, Alternativen (Wasserstoff, Biogas) dürfen aber auf keinen Fall vernachlässigt werden. Gerade bei Nutzfahrzeugen und dem landwirtschaftlichen Fuhrpark besteht ein grosses Potential die CO₂-Emissionen des Verkehrs mit ebendiesen Alternativen zu vermindern. Alle erneuerbaren Energien leisten einen bedeutenden Beitrag an den Klimaschutz. Einige von ihnen tun dies sogar nicht nur über den Wirkungspfad Energie (Ersatz fossiler Stromproduktion), sondern auch noch über andere Wirkungspfade wie z.B. die Biogasanlagen über die Methanreduktion. Neu entwickelte, nachhaltige Speichermöglichkeiten, sind auch zu fördern. Die CO₂-Emissionen können beispielsweise auf Alpbetrieben beträchtlich reduziert werden, wenn Dieselgeneratoren durch PV-Anlagen, kombiniert mit einer Salzbatte, ersetzt werden.

Im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage beabsichtigt der Bundesrat, mit der Botschaft zur Revision des EnG die Motion 19.3277 abzuschreiben mit der Begründung, dass die Gesetzesvorlage deutlich erhöhte Investitionsbeiträge an Holzkraftwerke vorsieht, also an Anlagen, welche gleichzeitig Wärme **und** Strom produzieren (Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen). Gleichzeitig sieht der Bundesrat keinen Bedarf für weitere Massnahmen zugunsten der Holzenergie respektive für Anlagen vor, welche nur Wärme produzieren. Dies obwohl auch heute noch über 40% des Endenergieeinsatzes für die Wärmeerzeugung erfolgt. Das gesamthaft genutzte Energieholz wird zu 5% in Elektrizität und zu 95% in Wärme umgewandelt. Die in den Erläuterungen zur Revision des EnG angeführten Argumente zur Abschreibung der Motion 19.3277 berücksichtigen also nur gerade 5% der gesamten Energieholznutzung der Schweiz. Die übrigen 95% bleiben unberücksichtigt. Das vorgeschlagene Energiegesetz verbessert allenfalls die Rahmenbedingungen für grosse, mit billigem Altholz betriebenen Holzkraftwerke mit bestehenden Wärmenetzen. Kleine, dezentrale Holzverstromungsanlagen auf der Basis von naturbelassenem Waldholz werden nur mit Investitionsbeiträgen wirtschaftlich realisierbar sein.

Es ist aus den obengenannten Gründen davon abzusehen, die Motion v. Siebenthal mit der vorliegenden Gesetzesrevision abzuschreiben.

Photovoltaik

Der vorliegende Entwurf ist eine gute Lösung für die Photovoltaikanlagen. Gemäss einer Studie von AgroClean-Tech besteht auf landwirtschaftlichen Stall- und Scheunendächer die Möglichkeit, bis zu 1'200GWh Strom zu produzieren. Deshalb begrüssen wir grundsätzlich die Verlängerung der Förderung von 2030 bis 2035. Damit das Potential auch effektiv ausgeschöpft wird, braucht es unterschiedliche Finanzierungsmodelle, je nach Grösse und Eigenverbrauch. Aus landwirtschaftlicher Sicht macht es Sinn, diese Leistungsgrenze für grosse Anlagen bei 250kW festzulegen. In der Vergangenheit wurden häufig nur ineffizient kleine Teilflächen installiert, da der Teil der Anlagen ohne Eigenverbrauch nicht rentabel betrieben werden konnte. Wir erwarten deshalb, dass die vorgesehenen separaten Auktionen so ausgestaltet werden, dass dadurch **ein echter Anreiz für die Ausnützung des bestehenden Potentials** geschaffen wird, wie dies auch in analog der parlamentarischen Initiative der UREK-N vom 10. Februar 2020 gefordert wird. Die Hemmnisse im Rahmen von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV) gehören abgebaut. Damit die bestehenden Anlagen weiterhin ihren Strom einspeisen, ist der Bestandschutz zwingend zu garantieren. Weitere Hürden, insbesondere aus Sicht der Raumplanung und des Denkmalschutzes, sind zu minimieren. So sollten PV-Anlagen nicht einer Bewilligungspflicht unterliegen, eine Meldepflicht ist ausreichend.

Biomasseanlagen

Um die Klimaziele der Schweiz erreichen zu können, müssen Biomasseanlagen (BMA) zwingend zugebaut werden. Indem mittels Holz und Hofdünger Gas, Strom und Wärme produziert wird, erbringen Biogasanlagen wichtige gemeinwirtschaftliche Leistungen mit ihrer Reduktion von Treibhausgasen, die Bereitstellung von Regelenergie und über den Beitrag zur Eliminierung der Winterstromlücke. Da diese Leistungen nur marginal über den Markt abgegolten werden, müssen sie über die entsprechende Gesetzgebung unterstützend gefördert werden.

Der vorliegende Gesetzesentwurf enthält weder eine Lösung für den Weiterbetrieb von bestehenden landwirtschaftlichen Biogasanlagen noch für den dringend notwendigen Zubau neuer Anlagen und ist deshalb nicht akzeptabel. Ein System, welches ausschliesslich auf Investitionsbeträgen basiert, funktioniert für Biomasseanlage nicht, da die laufenden Betriebskosten zu hoch sind. Wir **fordern eine neue Lösung, damit ein Weiterbetrieb und Zubau von Biomasseanlagen in der Schweiz möglich ist und die grossen Potenziale der Produktion erneuerbarer Energien und des Klimaschutzes genutzt werden können.**

Gemäss Berechnungen von Ökostrom Schweiz, dem Verband der landwirtschaftlichen Biogasanlagen, werden mit dem geplanten Fördersystem nicht nur keine neuen Anlagen mehr gebaut, sondern auch bestehende Anlagen abgestellt. Bei vorliegendem Fördersystem kann nicht nur das Potential in der Schweiz von zusätzlich 500 GWh Strom (bei 20% Hofdüngernutzung) nicht realisiert werden, sondern aufgrund der abgeschalteten Anlagen würde 155 GWh Strom und 75GWh Wärme wegfallen und 92'000 CO₂e zusätzliche Emissionen ausgestossen werden. Wir unterstützen den Vorschlag von unserer Mitgliederorganisation Ökostrom Schweiz und lehnen daher die vollständige Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge ab, denn gerade ein marktnäheres Modell muss die zusätzlichen Risiken, die durch eine stärkere Marktintegration entstehen, abbilden können. Wenn das aktuell sehr effiziente Einspeisevergütungssystem nicht weitergeführt werden soll, begrüssen wir ein System basierend auf einer gleitenden Marktprämie. Denn die Investitionsbeiträge sind aufgrund

der hohen Betriebskosten nicht ausreichend, weshalb ein ergänzendes Instrument nötig ist. Wir weisen Sie darauf hin, dass bei der Ausgestaltung der Lösung auch eine Fördermöglichkeit für gaseinspeisende Biogasanlagen im Rahmen des Gasversorgungsgesetzes zu prüfen ist.

Windenergieanlagen

Die Versorgung mit genügend Winterstrom wird zukünftig eine grosse Herausforderung. Die Nutzung der Windkraft kann einen bedeutenden Beitrag leisten, da der Winterproduktionsanteil bei hohen 66% liegt.

Die Realisierung von Windenergieanlagen (WEA) unterliegt bei Planungsbeginn einer grossen Unsicherheit. Strenge Umweltauflagen und Abschaltpläne können die Aussicht auf Rentabilität im fortgeschrittenen Projektstand noch gefährden. Zudem können zahlreiche Einsprachen den Bau von WEA um Jahre verzögern oder gar verhindern. Aus diesem Grund sind Projektierungsbeiträge eine wichtige Massnahme, um Projekte überhaupt anzustossen.

Kommt es zur Umsetzung, sind die Projektträger auf wirtschaftliche Sicherheit angewiesen. Um (akzeptanzsteigernde) Bürgerinitiativen und -beteiligungen fördern zu können, braucht es Massnahmen, die die Gefahr von finanziellen Verlusten reduzieren und kostendeckende WEA ermöglichen. Dem wird mit den im vorliegenden Entwurf vorgesehenen Investitionsbeiträgen nicht genügend Rechnung getragen, weshalb sie durch gleitende Marktprämien ersetzt oder ergänzt werden sollten.

Stromversorgung

Mit dem zweiten Marktöffnungsschritt soll die Marktverzerrung aufgehoben werden und auch die Landwirtschaft erhält bei der Strombeschaffung und -bereitstellung gleich lange Spiesse wie die Grossverbraucher. Dieses für die versorgungswirtschaftliche Integration in den europäischen Strommarkt unverzichtbare Element, ist jedoch nur bei entsprechenden flankierenden Massnahmen akzeptabel, damit die Grundversorgung wie vorgesehen in Zukunft ausschliesslich aus einheimisch erneuerbarer Energie besteht.

Gleichzeitig gilt es, die Versorgungssicherheit auch für Konsumenten von Strom zu angemessenen Preisen sicherzustellen, auch wenn sich diese in abgelegenen Regionen befinden. Im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes gab es Stimmen, welche eine distanzabhängige Netztarifierung forderten. Dies lehnen wir entschieden ab und fordern, dass im Zuge des Umbaus der Netze, sowie neuer Preisgestaltungen des Stroms, wie auch der Netzentgelte, Stromkonsumierende und –produzierende an abgelegenen Orten gleichberechtigt behandelt werden müssen. Der landwirtschaftliche Strombedarf unterliegt grossen wetter- und saisonbedingten Schwankungen mit einzelnen Spitzenwerten (beispielsweise bei der Heubelüftung). Deshalb lehnen wir die im Faktenblatt 1 Änderung Stromversorgungsgesetz vom 3. April erwähnte erhöhte Leistungskomponente der Netztarifierung entschieden ab. Um die dezentrale Energieproduktion und bestimmte Endverbrauchergruppen nicht zu diskriminieren, fordern wir, dass die bisher auf der Verordnungsebene festgelegte Aufteilung zwischen Leistungs – und Arbeitskomponente beibehalten wird. (vgl. Art. 18 Abs. 3 StromVV: mind. 70% nicht-degressiver Arbeitstarif). Nur so ist im Übrigen auch den Bestandsschutz für Betreiber von PV-Eigenverbrauchsanlagen gewährleistet, welche bei einer Verschiebung von Arbeits- hin zu Leistungskomponente weniger wirtschaftlich betrieben werden könnten.

Weiter hoffen wir, dass die Vorlage einen echten Anreiz für Energiegemeinschaften/ Quartierstrom bietet, damit in Zukunft Strom vermehrt dezentral produziert und konsumiert werden kann. Es sollen durch abgestufte Netzentgelte insbesondere Eigenverbrauchslösungen bzw. Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch auf Netzebene 7 gefördert werden, wenn der produzierte Strom die Netzebene nicht verlässt. Ziel ist es, möglichst keine Parallelnetze entstehen zu lassen, zumindest sollen diese nicht gefördert werden.

Änderungsvorschläge zu einzelnen Artikeln

Artikel	Gesetzesentwurf	Neuer Text	Begründung
Art. 2, Abs. 3	³ Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenziele festlegen.	³ Der Bundesrat legt für alle einzelnen Technologien Ziele fest, insbesondere für systemrelevante Technologien, die bedarfsgerecht produzieren können.	Ziel des Gesetzes ist es, die Ziele der Energiestrategie 2050 (Versorgungssicherheit und Ausbau erneuerbarer Energien) sowie die Klimaziele zu erreichen. Hierfür braucht es den Beitrag aller verschiedenen EE. Damit tatsächlich ein Zubau stattfindet, ist die Festlegung von Zielwerten pro Technologie ein wichtiger Bestandteil des Gesetzes.
Art. 15a (neu)		Art. 15a Abnahme- und Vergütungspflicht von Gas aus Biomasse und anderen erneuerbaren Energien (neu) Die materielle Regelung ist Gegenstand der aktuellen Erarbeitung des GasVG. Bei Biogas orientiert sich die Vergütung am Preis, den der Gasnetzbetreiber für den Kauf von Biogas aus neuen inländischen Produktionsanlagen zu bezahlen hätte. Der Bundesrat regelt die Höhe der Vergütung; Die Finanzierung für die Rückvergütung der Kosten soll über einen „Leitungszuschlag“ (analog Netzzuschlag beim Strom) gewährleistet werden.	Zur Abnahme und Vergütung von Gas und Elektrizität sollte je einen separaten Artikel gelten. Die spezifischen Regelungen für Gas werden derzeit im Rahmen des GasVG diskutiert und sind nicht Gegenstand der Revision EnG. Sollte die Gesetzgebung zum GasVG nicht abgeschlossen sein, ist hier die oben skizzierte Regelung für die Einspeisung und Vergütung des Biogases vorzunehmen. Die Bestimmungen betreffend Biogas sollen dafür sorgen, dass ein neuer Absatzkanal erschlossen wird, der nicht der Stromerzeugung dient, sondern dem Ersatz von Erdgas und damit dem Ziel von CO ₂ -Reduktionen. Die Nachfrage nach «grünem Gas» kann derzeit in der Schweiz nicht befriedigt werden. Angesichts der Kosten der Stromerzeugung durch Biogas scheint es sinnvoll, Biogas vermehrt als Brennstoff zu verwenden.

Art. 19a (neu)		Art. 19a Gleitende Marktprämie für Biomasseanlagen ¹ Neue Biomasseanlagen erhalten zur Deckung der Gestehungskosten während der Amortisationszeit eine gleitende Marktprämie welche sich auf Referenzanlagen abstützen. Für die Festlegung der gleitenden Marktprämie sind die Produktionskosten abzüglich den Markterlösen massgebend, ² Bestehende Biomasseanlagen, bei denen die Vergütungsdauer der Einspeisevergütung abgelaufen ist und die Förderung ausläuft, können sich die Betreiber drei Jahre vor Ablauf für die gleitende Marktprämie anmelden. Die gleitende Marktprämie entspricht derjenigen von Neuanlagen nach Abs. 1 abzüglich einer angemessenen Reduktion. Die Gestehungskosten müssen gedeckt sein. ³ Biomasseanlagen nutzen hauptsächlich das vorhandene Potenzial an Hofdünger und Holz. ⁴ Für Anlagen, die vorwiegend landwirtschaftliche Biomasse¹ verwenden, kann der Bundesrat einen zusätzlichen Marktprämienschlag als Anreiz für die Nutzung dieses Potenzials vorsehen. Es sind Referenzanlagenkategorien zu definieren.	Aufgrund Spezifität der Biomasseanlagen (vielseitige Leistungen und hohe Betriebskosten) muss für die Finanzierung von Weiterbetrieb von Biomasseanlagen in der Schweiz, sowie für deren Zubau ein etwas anderes Finanzierungssystem ausgearbeitet werden und zur Anwendung kommen. Nur damit kann ein Weiterbetrieb von Biomasseanlagen und der weitere nötige Zubau dieser Anlagen in der Schweiz tatsächlich stattfinden und das grosse ungenutzte hiesige Potenzial genutzt werden. Das System soll so viel wie möglich dem System für die anderen erneuerbaren Energien entsprechen. Beim Design soll aber auch mutig auf Elemente verzichtet werden, welche zusätzliche Kosten ohne entsprechenden Nutzen bringen, wie z.B. Ausschreibeverfahren. Ausschreibeverfahren machen nämlich in der Schweiz bei Biomasseanlagen keinen Sinn, weil es ohnehin so wenige Marktakteure gibt, die daran teilnehmen würden. (Zwischen 10-15 pro Jahr) Es entsteht kein Markt und damit werden nur Mehrkosten für die Volkswirtschaft generiert.
---------------------------	--	--	--

¹ Definition landwirtschaftliche Biomasse gemäss Energieförderungsverordnung (EnFV), Anhang 1.5 Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem, Art. 3.4 Bonus für landwirtschaftliche Biomasse

		⁵ Sämtliche Biomasseanlagen unterliegen der Direktvermarktung	
Art. 27	Art. 27 Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen 1 Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte... 2 Er beträgt...	Artikel streichen	Aufgrund der laufenden Betriebskosten, welche der Betrieb von Biomasseanlagen aufweist, wird eine Förderung über Investitionsbeiträge nicht ausreichen. Bereits bestehende Anlagen müssten beim Auslaufen der aktuell bestehenden Förderung abgestellt werden und es würde auch kein Zubau dieser Anlagen stattfinden. Deshalb muss für Biomasseanlagen ein anderes Fördersystem gelten (analog dem bestehenden). In Art. 19a ist unser Vorschlag formuliert.

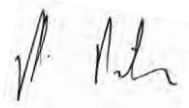
Schlussbemerkungen

Die Schweizer Landwirtschaft möchte einen Beitrag leisten zum Erreichen der Ziele der Energiestrategie 2050 und den Klimazielen. Hierfür ist es wichtig, dass die Rahmenbedingungen so geschaffen werden, dass die dezentrale Produktion erneuerbarer Energien möglichst einfach und ökonomisch möglich ist. Die Förderung muss technologieabhängig ausgearbeitet werden, damit in Zukunft das Potential für Photovoltaik ausgenutzt wird und eine Lösung für das Fortbestehen der bestehenden Biogasanlagen wie auch ein Zubau gefunden wird.

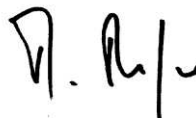
Wir erwarten, dass Sie unsere Anliegen berücksichtigen werden und danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Schweizer Bauernverband



Markus Ritter
Präsident



Martin Rufer
Direktor

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
3003 Bern

Per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Bern, 23.6.2020

**Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023):
Stellungnahme anlässlich der Vernehmlassung**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin,
sehr geehrte Damen und Herren

Als nationaler Unternehmerverband äussert sich HotellerieSuisse im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Energiegesetzes. Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Position von HotellerieSuisse

HotellerieSuisse ist mit den Eckwerten des bundesrätlichen Vorschlags im Grundsatz einverstanden. Vor dem Hintergrund der hohen wirtschaftlichen Bedeutung der Energieversorgung sowie den beträchtlichen Herausforderungen infolge des Atomausstiegs und einer grösser werdenden Stromlücke im Winter ist ein Produktionsausbau zentral. Vorbehalte meldet die Beherbergungswirtschaft jedoch bei der vorgeschlagenen Finanzierung an.

Massnahmen zum Ausbau der Stromproduktion nötig und richtig

Die Vorlage hat zum Ziel, mehr Anreize für Investitionen in die inländische Produktion von Erneuerbaren Energien zu schaffen und die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Um die schweizerische Stromversorgung zu sichern, sollen die Förderinstrumente daher verlängert und punktuell weiterentwickelt werden. Ohne zusätzliche Massnahmen zur Steigerung der inländischen Produktion ist die Versorgungssicherheit langfristig in Gefahr. Diese Tatsache hat vor Kurzem auch die ElCom in ihrem Bericht zur Versorgungsqualität unterstrichen.

Der in der Energiestrategie beschlossene Atomausstieg führt zwangsläufig zu einer grossen Stromlücke, die kompensiert werden muss. Ein zu starkes Abstützen auf Importe birgt das Risiko einer Stromknappheit im Winter, da in der Schweiz und in Europa die Energiegewinnung in der kalten Jahreszeit allgemein tiefer liegt. Damit konventionell erzeugter Strom in ausreichendem Mass durch erneuerbaren ersetzt werden kann, bedarf es der nötigen Kapazitäten und Transportwege. Der generelle Umbau der Energiesysteme in ganz Europa führt zu einer – für den Schweizer Importbedarf – unvorteilhaften Volatilität. Je knapper der Strom, desto tiefer ist die Bereitschaft der Länder zum Export. Daher ist es richtig, dass der Bundesrat im Sinne der Gesetzesrevision rechtzeitig Massnahmen ergreift. Ansonsten droht die erste

Etappe der Energiestrategie ein Bumerang für die Schweiz zu werden, weil die nötige zweite Etappe bisher nicht realisiert werden konnte.

Zusätzliche Wege zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Um die Versorgungssicherheit der Schweiz langfristig zu gewährleisten sind zudem mehr Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz notwendig. Jede Stromeinheit, die nicht verbraucht wird, muss nicht produziert werden. Hier liegt noch viel Potential, das mit gezielten Massnahmen erschlossen werden muss. Gleichzeitig steigt die Bedeutung von Effizienzgewinnen auch durch die steigende Elektrifizierung, die als Folge der Dekarbonisierung Einzug hält.

Elementar ist schliesslich der rasche Abschluss eines Stromabkommens mit der EU. Eine wesentliche Versicherung für die hiesige Stromversorgung ist die Einbettung in das europäische Gesamtsystem. Das Abkommen bietet den nötigen Rechtsrahmen zum gesicherten und koordinierten Stromtransport sowie für die Erfüllung von Lieferverträgen.

Forderungen für eine KMU-gerechte Finanzierung

Aus finanzierungstechnischer Sicht sollte die Vorlage zur Revision des Energiegesetzes jedoch verbessert werden. Auch wenn der Netzzuschlag nicht erhöht wird, führt die vorgeschlagene Verlängerung des Förderinstruments zu einer Mehrbelastung der Unternehmen. Für die KMU-geprägte Beherbergungswirtschaft führt jeder weiterer Kostenausbau zu Nachteilen gegenüber ausländischen Standorten und zu sinkender Wettbewerbsfähigkeit. Weil Aufwanderhöhungen nicht vollumfänglich auf Konsumenten überwältzt werden können, sinkt der Gewinn und damit die Investitionskapazität. Diese Tatsachen wiegen angesichts der Corona-Krise und kleiner Margen besonders schwer.

Einmal mehr bestätigt sich, dass gesprochene Subventionen und Fördermittel nicht mehr rückgängig zu machen sind. Während die KEV- und Investitionsbeiträge ursprünglich 2022 respektive 2030 auslaufen sollten, werden die Fördermittel nun in neuer Form bis mindestens 2035 weitergeführt. Der Netzzuschlag von 2.3 Rp./kWh generiert einen jährlichen Subventionsbetrag von etwa 1.3 Mia. CHF, der zu zwei Dritteln von der Wirtschaft alimentiert wird.

Mit Blick auf die dargelegten Fakten fordert HotellerieSuisse, für den Ausbau der Stromproduktion Finanzierungsquellen zu wählen, welche die KMU nicht zusätzlich belasten. Namentlich die Hotelbranche kämpft als einzige standortgebundene Exportbranche besonders stark mit dem hiesigen Kostenniveau sowie den enormen Langzeitschäden der Corona-Krise.

Effiziente und marktwirtschaftliche Nutzung der Fördermittel sicherstellen

Eventualiter müssen die aus dem Netzzuschlag generierten Mittel effizienter eingesetzt werden. Konkret sollen Produktionskapazitäten ausgebaut werden, die insbesondere im Winter betrieben werden können. Besonders geeignet ist dazu die Wasserkraft und in gewissem Masse auch die Fotovoltaik. Im Weiteren ist die Förderung der erneuerbaren Energien künftig marktnäher und wettbewerblicher auszugestalten, wie es der Bundesrat mittels Investitionsbeiträgen und Auktionen richtigerweise vorschlägt. Der Übergang in ein rein marktwirtschaftliches System muss rasch sichergestellt werden, um effiziente Mittelallokationen sowie eine Förderung im Sinne der Anschubfinanzierung statt einer Dauersubventionierung sicherzustellen.

Über HotellerieSuisse

HotellerieSuisse ist das Kompetenzzentrum für die Schweizer Beherbergungsbranche und vertritt als Unternehmerverband die Interessen der innovativen und nachhaltigen Beherbergungsbetriebe der Schweiz. Seit 1882 steht hotelleriesuisse gemeinsam mit seinen rund 3'000

Mitgliedern, davon über 2'000 Hotelbetriebe, für eine qualitätsbewusste und vorausschauende Schweizer Beherbergungswirtschaft. Allein die klassische Hotellerie, als standortgebundene Exportbranche und Rückgrat des Tourismus, erwirtschaftet einen jährlichen Umsatz von über 7,5 Mrd. Franken und beschäftigt knapp 80'000 Mitarbeitende. Gemäss Satellitenkonto 2017 erzielt der Tourismus mit einer Nachfrage von 44 Mrd. Franken eine direkte Bruttowertschöpfung von über 18 Mrd. Franken – was einem Anteil von 2,9 Prozent an der gesamtwirtschaftlichen direkten Bruttowertschöpfung der Schweiz entspricht. Der Tourismus gehört zudem zu den fünf wichtigsten Exportbranchen der Schweiz. Die Mitgliederbetriebe von hotelleriesuisse verfügen über zwei Drittel des diesbezüglichen Schweizer Bettenangebotes und generieren damit rund drei Viertel der entsprechenden Logiernächte. Als Dachverband von 13 regionalen Verbänden ist hotelleriesuisse in allen Landesteilen und Sprachregionen präsent und beschäftigt rund 100 Mitarbeitende.

Wir danken für die Kenntnisnahme unserer Position und stehen Ihnen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

HotellerieSuisse



Claude Meier
Direktor



Nicole Brändle Schlegel
Leiterin Arbeit, Bildung, Politik

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
3003 Bern
per Email an: EnG@bfe.admin.ch

Bern
09.07.2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes. Die Mitglieder der IG Detailhandel Schweiz anerkennen die Notwendigkeit des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und setzen selbst bereits seit längerem freiwillig auch auf erneuerbare Energien. Auch die Reduktion ihres Strom-, Wärme- und Treibstoffverbrauchs ist ihnen ein wichtiges Anliegen. Sie haben entsprechend in der Vergangenheit eine Vielzahl an Projekten zu Gunsten eines effizienten Energieverbrauchs realisiert und werden diesen Weg auch künftig konsequent weitergehen.

Vor diesem Hintergrund begrüsst die IG Detailhandel die vorliegende Revision des Energiegesetzes im Grundsatz. Der Zubau erneuerbarer Energien ist ein wichtiger Puzzlestein für das Gelingen der Energiewende. Zu folgenden Aspekten der Vorlage haben wir spezifische Kommentare und Anliegen:

- 1) Die IG Detailhandel begrüsst die Bestrebung, die Förderinstrumente näher an den Markt zu bringen. Die Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge sowie die Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen sind diesbezüglich zielführend.
- 2) Auch werten wir positiv, dass keine Erhöhung des Netzzuschlags vorgesehen ist. Im Sinne eines Beitrags zur Energiewende kann der Detailhandel die Verlängerung der Erhebung des Netzzuschlags bei den Stromkunden bis 2035 mittragen. Schon jetzt ist aber darauf hinzuweisen, dass wir einer unbefristeten Weiterführung der Fördermassnahmen, wie sie sich im erläuternden Bericht bereits abzuzeichnen scheint, im Grundsatz kritisch gegenüberstehen. Jegliche Erhöhung des Netzzuschlags ist für den Detailhandel zudem angesichts des schwierigen Marktumfelds untragbar und wird abgelehnt.
- 3) Der wettbewerbsorientierte Ansatz bei der Förderung von erneuerbaren Energien und insbesondere bei den vorgesehenen Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen geht aus Sicht der IG Detailhandel klar in die richtige Richtung. Bei der Ausgestaltung dieses Instruments ist zwingend darauf zu achten, eine unbürokratische, pragmatische Lösung zu finden, die die Unternehmen nicht mit unnötigen administrativen



Hürden belastet. Konkret heisst dies, dass Auktionen so oft wie möglich durchgeführt und die Verfahren zeitnah abgeschlossen werden. Keinesfalls dürfen Verzögerungen bei der Zusage der Förderung zu Projektverzögerung führen. Gelingt es nicht, eine solche pragmatische Lösung zu finden, ist neben der erwähnten Belastung der Unternehmen auch zu befürchten, dass das Instrument aufgrund mangelnder Attraktivität nicht die gewünschte Wirkung entfalten kann.

- 4) Für die Mitglieder der IG Detailhandel ist es unerlässlich, dass die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist. Die Stromproduktion im Inland muss auch im Winter einen entsprechenden Beitrag leisten können. Wir unterstützen deshalb eine bevorzugte Förderung von PV-Anlagen, die auf Winterstromproduktion optimiert sind.
- 5) Fragezeichen bestehen aus unserer Sicht bei den Zubauzielen für die Wasserkraft, da die jetzt enthaltenen Ziele nicht mit den vom BFE 2019 neu evaluierten Potenzialen übereinstimmen. Das Potenzial wurde 2019 mit ca. 2.3 TWh beziffert. In Art. 2 Abs. 2 rev EnG werden Produktionsziele von 37.4 TWh bis 2035 und 38.6 TWh bis 2050 genannt. Der Mittelwert von 2000 – 2018 für die Produktion aus Wasserkraft nach Abzug von 2.6 TWh für Pumpspeicher beträgt 34.5 TWh (Datenquelle: BFE-Elektrizitätsstatistik). Demnach sollen gemäss Gesetzesvorlage bis 2035 knapp 3 TWh und bis 2050 gut 5 TWh zugebaut werden. Wir bitten hier um Offenlegung der Annahmen und eine Darlegung wie sich die Zielvorgabe im Energiegesetz mit der vom BFE 2019 evaluierten Potenzial vereinbaren lässt.

Abschliessend bleibt zu sagen, dass die IG Detailhandel die verlässliche Integration des Schweizer Strommarktes in Europa weiterhin als zentrale Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050 ansieht. Entsprechend sind wir der Ansicht, dass bei der vollständigen Marktöffnung nunmehr entschieden und ohne weitere Verzögerungen voranzugehen ist, wie es in der Vernehmlassungsvorlage auch angekündigt wird.

Die IG Detailhandel Schweiz bedankt sich für die Berücksichtigung ihrer Überlegungen bei der weiteren Bearbeitung des Gesetzes.

Freundliche Grüsse

Ladina Schröter
Stv. Leiterin Wirtschaftspolitik
Coop Genossenschaft

Roland Stadler
Leiter Energiebeschaffung
Migros-Genossenschafts-Bund



Anhang: Anträge zu einzelnen Änderungsvorschlägen des Energiegesetzes

Antrag:

Art. 25a Abs. 3 ist wie folgt zu ändern:

Der Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung ist das Hauptkriterium für den Zuschlag. ~~Der Bundesrat kann weitere Kriterien vorsehen.~~ Der Bundesrat bevorzugt Anlagen, die am Morgen und am Abend sowie in den Wintermonaten ertragreich sind. Er kann weitere Kriterien vorsehen.

Begründung: Das Kriterium "Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung" begünstigt implizit Anlagen, die auf maximale Produktion im Sommer ausgelegt sind, weil Anlagen mit derselben Leistung weniger produzieren, wenn sie auf Morgen- oder Abendstunden bzw. auf Winterstrom optimiert sind.



Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
Erneuerbare Energien
3003 Bern
Per Email an: EnG@bfe.admin.ch

Zürich, 9. Juli 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für Ihr E-Mail vom 3. April 2020 und für die Gelegenheit zur Teilnahme an der Vernehmlassung zum Energiegesetz.

Unsere Interessengemeinschaft der energieintensiven Basisindustrien unseres Landes repräsentiert rund fünf Prozent des schweizerischen Strom- und ca. sechs Prozent des Gasendverbrauchs und organisiert jene Branchen und Betriebe, bei welchen der Energiekostenanteil gemessen an der Bruttowertschöpfung besonders hoch und die Stromendpreise im internationalen Standortwettbewerb dementsprechend existentielle Bedeutung haben. In der IGEB sind die Branchenverbände der Papier/Karton /Folien-, Glas-, Ziegel-, Zement-, Giesserei-Industrie, sowie Einzelbetriebe der Stahl-, Chemie-, Holzfasers- und Gasindustrie vereinigt.

Allgemeine Bemerkungen

Die IGEB begrüsst es, dass der Bundesrat auf einen wettbewerbsorientierten Ansatz bei der Förderung von erneuerbaren Energien eingeschwenkt ist. Der ursprünglich eingeschlagene Weg über die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) zieht weiterhin teure Folgekosten nach sich. Die Richtung hin zu einmaligen Investitionsbeiträgen und Auktionen bei PV-Anlagen ist eine Verbesserung.

Die IGEB erachtet es als positiv, dass der Zuschlag auf dem Übertragungsnetz nicht erhöht werden soll. Dies ist jedoch ein fragiles Versprechen, da die Begehrlichkeiten für mehr Subventionen ansteigen, sobald sich zeigen sollte, dass die nun im Gesetz als verbindlich erklärten Ziele nicht erreicht werden. Art. 55 Abs. 3 spürt den Weg für weitere Massnahmen und deren Kostenfolge bereits vor.

Die Erwartungen der Energiefirmen auf eine gesetzlich legitimierte Umverteilung von Endkunden zu Produzenten zur Absicherung der eigenen Rendite, zementieren der empfohlene Ausbau der Förderung der Wasserkraft und die Verlängerung der Förderung um fünf Jahre. Produzenten wollen dank grosszügigen Subventionen möglichst kurzfristig und «planungssicher» Gewinne realisieren. Sie wollen kein unternehmerisches Risiko eingehen.

Die Frage der kurz-, mittel-, und langfristigen Speicherung der Stromüberschüsse, die v.a. bei der geplanten und sich abzeichnenden starken Zunahme von Solarstrom relevant wird, ist nicht geregelt.

Ebenfalls ist die Frage ungeklärt, wie die Zunahme des Strombedarfs aufgrund der Elektrifizierung von Mobilität und Gebäuden gedeckt werden kann.

Weiter ist nicht sichtbar, wie die Versorgung im Winter bei wegfallender Kernenergie gesichert ist.

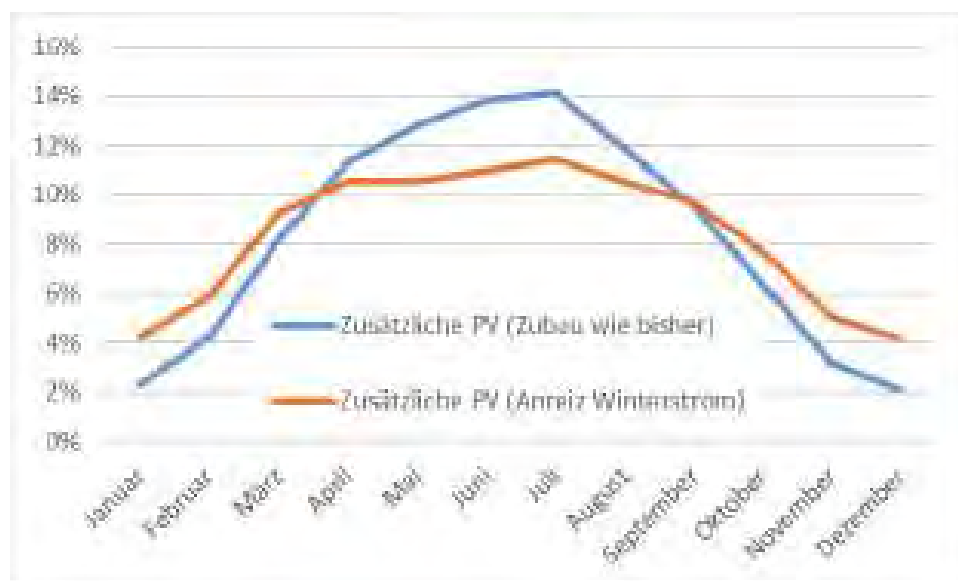
Ebenfalls werden grosse Erfolge bei der Effizienzverbesserung erzielt, welche die Wirtschaft mit kleinen Anreizen bzw. ganz in Eigenverantwortung erbringt. Die Wirtschaftlichkeit und Freiwilligkeit der Massnahmen sollen aufgrund dessen fortgesetzt werden.

Schliesslich werden die bisherigen Richtwerte mit der vorgeschlagenen Revision des Energiegesetzes durch Zielwerte ersetzt und für 2050 ergänzt. Da aber niemand zur Verantwortung gezogen wird, wenn die Vorgaben nicht erfüllt werden, ist die formelle Umbenennung von Richtwerten in Zielwerte für uns ohne grosse Relevanz.

Neuanlagen

Wie aus dem Bericht zu lesen ist, soll bis zum Ende der Förderung für Neuanlagen im Jahr 2035 rund 13 TWh mit PV produziert werden, sofern ab 2022 jährlich rund 700MWp gebaut werden. Als Zielwert für alle erneuerbaren Energien sollen es bis im Jahr 2035 insgesamt mind. 11'400 TWh sein. Die IGEB findet es nicht notwendig, den PV-Ausbau so stark zu fördern, da ebenfalls Windenergie und Biomasse für dieses Ziel Beiträge leisten sollten.

Es ist wichtig, dass die Anlagen gefördert werden, die ein ausgeglicheneres Produktionsprofil aufweisen, d.h. besser auf die Vormittags- und Nachmittagsproduktion und die Winterproduktion ausgerichtet sind.



Grafik 1: Aufteilung der Stromproduktion gemäss bisheriger Förderung (blau) und mit optimierter Ausrichtung der Paneele für Winterstromproduktion (rot) gemäss BFE-Studie Winterstrom Schweiz

Das Potenzial für PV in der Schweiz wird gemäss Studie «Winterstrom Schweiz» (14. August 2019, BFE / Basler & Hofmann) auf 30 TWh geschätzt. Der Importbedarf im Winter würde auch bei einem so grossen Ausbau bestehen bleiben. Im Sommer hingegen würden die Produktionsüberschüsse weiter zunehmen. Höchst interessant wäre eine Forderung jener PV-Anlagen, die auf Winterstromproduktion optimiert sind.

Zubauziele für die Wasserkraft

Vom BFE wurde das Potenzial für die Wasserkraft 2019 neu evaluiert. Dabei resultierte, dass dieses unter Einbezug von neuen Stauseen, die im Vorfeld von schmelzenden Gletschern gebaut werden können, etwa 2.3 TWh beträgt:

	2012 optimierte Nutzungsbedingungen	2019 optimierte Nutzungsbedingungen
Neue Grosswasserkraft (GWK)	1'430	1'380
Erneuerungen & Erweiterungen GWK	1'530	1'530
Kleinwasserkraft (Neu, Ern., Erw.)	1'600	770
Wegfall Kleinwasserkraft	0	-220
Restwasser	-1'400	-1'900
Total Wasserkraftpotenzial	3'160	1'560
Zubau von 1.1.2012 bis 1.1.2019		640
Neue Gletscherseen		700

Tabelle 1: Wasserkraftpotenzial gemäss BFE-Prognose 2012 und 2019

In Art. 2 Abs. 2 rev. EnG werden Produktionsziele von 37.4 TWh bis 2035 und 38.6 TWh bis 2050 genannt. Der Mittelwert von 2000-2018 für die Produktion aus Wasserkraft nach Abzug von 2.6 TWh für Pumpspeicher beträgt 34.5 TWh. Demnach sollen gemäss Gesetzentwurf bis 2035 knapp 3 TWh und bis 2050 gut 5 TWh zugebaut werden.

Die Potenzialstudien des BFE zeigen ganz andere Zahlen. Die IGEB bezweifelt, ob dieser Widerspruch mit der vorgeschlagene Verdoppelung der Unterstützung (Abgabeerhöhung von 0.1 auf 0.2 Rp./kWh) für die Grosswasserkraft aus der Welt geschaffen werden kann. Die uns bekannten zwei Speichersee-Grossprojekte von nationaler Bedeutung Trift und Chlus sollen gemäss Angaben der Projektorganisationen 145 resp. 237 GWh produzieren. Es braucht also noch 10-20 Projekte in dieser Grösse, um die Ziele zu erreichen. Die IGEB ist klar der Meinung, dass jene Projekte unterstützt werden, bei denen die Standortkantone bei den Wasserzinsen deutlich entgegenkommen. Weiter ist es für uns sachgerecht, dass gewisse Anlagen, die für sich alleine einen grossen Beitrag an die Erreichung der Ausbauziele leisten können, auch für den Ausbau der Winterproduktion von Bedeutung sind.

Weiter ist es für uns in Ordnung, die Anlagen, die einen grossen Beitrag an die Erreichung der Ausbauziele leisten können, auch für den Ausbau der Winterproduktion zu bevorzugen.

Fazit

- Die IGEB hält die Anbindung an den Energiebinnenmarkt der EU mit einem Stromabkommen für ein strategisch zentrales Element der zukünftigen Versorgungssicherheit und unterstützt die Weiterentwicklung der Energieversorgung.
- Es ist nicht erstrebenswert, bis 2035 eine PV-Produktionskapazität von 13 TWh zu erreichen ohne die Speicherthematik anzugehen und zu lösen.
- Die PV die auf Winterstrom optimiert ist, soll gefördert werden.
- Die Zielvorgabe für die Wasserkraft ist unklar. Die IGEB wünscht die Offenlegung der Annahmen und eine Erklärung, wie sich die Zielvorgabe im Energiegesetz mit der vom BFE 2019 evaluierten Potenzial vereinbaren lässt.
- Der Importbedarf im Winter steigt von 3.6 auf 4.5 TWh, wenn man die Zielwerte 2050 gemäss der Gesetzentwurf erreicht. Gleichzeitig steigt der Exportüberschuss im Sommer von 4.8 auf 8.6

TWh. Dabei ist eine allfällige Änderung beim Stromverbrauch (z.B. Effizienzverbesserungen, Strukturwandel in der Industrie, Verbrauchszunahme infolge der Bevölkerungsentwicklung, Digitalisierung, etc.) nicht eingerechnet. Die IGEB wünscht sich eine aktuelle Einschätzung über die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Meinungsäusserung und empfehlen Ihnen unsere Bemerkungen und Positionen zur Berücksichtigung bei der weiteren Behandlung dieses Geschäfts.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Frank R. Ruepp'.

Frank R. Ruepp
Präsident

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Carla Hirschburger'.

Carla Hirschburger
Geschäftsführerin

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Elektronisch: EnG@bfe.admin.ch

10. Juli 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Teilnahme an der Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes.

scienceindustries vertritt über 250 innovative und exportorientierte Mitgliedunternehmen der Industrien Chemie Pharma Life Sciences, die sich im globalen Markt dem Wettbewerb stellen. Wir setzen uns für wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen für den Forschungs-, Produktions- und Unternehmensstandort Schweiz ein. Gemäss den Kennzahlen des Bundesamtes für Statistik (BFS) macht der Elektrizitätsverbrauch von ca. 9'000 TJ/Jahr (letztmalig veröffentlicht für das Jahr 2017) ein Drittel des gesamten Energieverbrauchs unserer Branche aus. Nach Erdgas ist Elektrizität die zweitwichtigste Energiequelle für die Chemie- und Pharmaindustrie in der Schweiz.

1. Allgemeine Bemerkungen

Die Schweizer Stimmbevölkerung hat 2017 in einer Referendumsabstimmung die Energiestrategie 2050 angenommen und damit den Ausstieg der Schweiz aus der Kernenergie beschlossen. Gleichzeitig wurde ein Ausbau der erneuerbaren Energien beschlossen, wobei die Förderinstrumente zeitlich befristet werden sollten (die kostendeckende Einspeisevergütung und die Marktprämie für Wasserkraft bis 2022 und die Investitionsbeiträge bis 2030). Da sich die Wirtschaft damals gegen eine Erhöhung des Netzzuschlags von 1.5 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh aussprach, war diese zeitliche Befristung der Subventionen ein wichtiges, wenn nicht entscheidendes Element der Vorlage. Dieses damalige politische Versprechen soll nun gebrochen werden. Auch wenn der Netzzuschlag nicht erhöht werden soll, bedeutet die vorgeschlagene Verlängerung der Förderinstrumente eine Mehrbelastung für die Unternehmen, welche zu sinkender Wettbewerbsfähigkeit führt. Es scheint sich zu bestätigen, dass einmal eingeführte Subventionen nicht mehr rückgängig zu machen sind, und dies obwohl sie mit einem Enddatum versehen wurden. Scienceindustries ist der Ansicht, dass der Übergang in ein marktwirtschaftliches System anzustreben ist, wobei Fördermittel nur als Anschubfinanzierung und nicht als Dauersubventionierung zu verstehen sind.

2. Verlängerung Erhebung Netzzuschlag (2.3 Rp./kWh)

Gemäss erläuterndem Bericht zur Vernehmlassungsvorlage betragen die Kosten für die neuen Förderinstrumente (ab 2023) rund 215 Mio. CHF pro Jahr. Die Finanzierung soll durch den bereits heute bestehenden Netzzuschlag erfolgen. Dieser bleibt bei max. 2.3 Rp./kWh, was insgesamt rund 1.3 Mia. CHF pro Jahr für die Förderung ergibt. Das heisst, dass die Endkunden nicht stärker belastet werden als heute, jedoch länger, da die Fördermassnahmen bis 2035 verlängert werden.

Die Verschiebung des Auslaufens der Förderinstrumente von 2030 auf 2035 führt dazu, dass der Netzzuschlag weitere fünf Jahre im heutigen Umfang (also 2.3 Rp./kWh) bei den Stromendverbrauchern erhoben wird. Die Kosten für die Finanzierung der Fortführung der Förderung nach 2030 belaufen sich schätzungsweise auf rund 500 bis 550 Millionen Franken pro Jahr. Selbst ohne Verlängerung der Förderung fallen nach 2030 insbesondere die Kosten für die Einspeisevergütung weiterhin an. Somit würde der Netzzuschlag nur schrittweise sinken. Die Absenkung erfolgt nach dem Auslaufen der Vergütungsdauer für die Anlagen im Einspeisevergütungssystem.

Positionen scienceindustries

scienceindustries spricht sich klar gegen eine Verlängerung der Fördermassnahmen bis 2035 aus und lehnt somit eine Verlängerung der Erhebung des Netzzuschlags in Höhe von 2.3 Rp./kWh ab.

Begründung:

Grundsätzlich vertritt scienceindustries die Position, dass der Strommarkt nicht noch mehr durch Subventionen verzerrt werden darf. Das erklärte Ziel besteht darin, dass keine weiteren Subventionen hinzukommen und dass die bestehenden Subventionen so rasch wie möglich abgebaut werden. scienceindustries hatte sich im Rahmen der Energiestrategie 2050 gegen die damalige Erhöhung des Netzzuschlags von 1.5 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh ausgesprochen. Umso wichtiger war damals, dass die Erhöhung auf 2.3 Rp./kWh mit einem Enddatum versehen wurde (sog. Sunset-Klausel). Auch als 2018 im Rahmen der Strategie Stromnetze Sofortmassnahmen für die Wasserkraft diskutiert wurden, wurden diese von scienceindustries abgelehnt, da weitere Marktverzerrungen unerwünscht waren und sind.

Da zahlreiche unserer Mitgliedsunternehmen 2020 von der durch SARS-CoV2 ausgelösten Krise in erheblichem Masse direkt betroffen wurden, und aus der Erkenntnis, dass die daraus resultierenden Schwierigkeiten bereits langfristig einen negativen Einfluss auf die Geschäftstätigkeiten haben, ist jede vermeidbare Zusatzbelastung zu vermeiden.

3. Neue Förderinstrumente

Die geplante Ausgestaltung der Fördermassnahmen, die marktnäher und wettbewerbsfähiger ist, ist zwar grundsätzlich begrüssenswert, da damit pro eingesetztem Franken mehr Produktion erzielt werden kann, als mit den aktuellen Fördermassnahmen.

Positionen scienceindustries

Da die Verlängerung der Förderung aber abgelehnt wird, ist diese effizientere Ausgestaltung letztlich aus unserer Sicht redundant und wird deshalb ebenfalls abgelehnt.

Begründung:

Die angedachte künftig effizientere Ausrichtung der Förderinstrumente zeigt, dass die aktuelle Förderung von Ineffizienzen geprägt ist. Zumindest ist das Modell der Investitionsbeiträge mittels Ausschreibungen (Auktionen) marktnäher und wettbewerbsorientierter als andere Fördermodelle und daher klar Modellen wie der Einspeisevergütung oder einer «gleitenden Markt-prämie» vorzuziehen. Bei einmaligen Investitionsbeiträgen geht der Staat keine langjährigen Zahlungsverpflichtungen ein und trägt auch nicht mehrheitlich die Marktrisiken. Eine weitere Unterstützung der Wasserkraft soll indirekt über eine

Flexibilisierung der Wasserzinsen erfolgen. Zudem darf eine allfällige Förderung nicht den Markt verzerren, weshalb sie technologieneutral ausgestaltet und für alle Akteure gleichlange Spiesse gelten (z.B. bei der Verwertung von Biomasse) sollen.

4. Verbindliche Zielwerte anstelle von Richtwerten

Positionen scienceindustries

scienceindustries lehnt diese verbindlichen Ziele (2035/2050) ab.

Begründung:

Während Richtwerte als Orientierung dienen, würden die Zielwerte einen anderen Status erhalten und als verbindlich interpretiert werden. Mit dieser Verbindlichkeit wird Tür und Tor für weitere Verlängerungen der Erhebung des Netzzuschlags und/oder Erhöhungen des Netzzuschlags geöffnet. Dabei besteht die Gefahr, dass ungeachtet der Marktentwicklungen diese Zielwerte zwingend erfüllt werden «müssten» und dadurch enorme Mehrkosten entstehen. Erhöhungen des Netzzuschlags wären dabei vorprogrammiert, was nicht im Interesse der Wirtschaft ist. Die Förderung darf nicht zum Dauerzustand werden. Richtwerte werden als zweckmässig und ausreichend angesehen. Daher werden sowohl die Umformulierung in Zielwerte wie auch ein neuer Zielwert für das Jahr 2050 abgelehnt.

5. Versorgungssicherheit

Positionen scienceindustries

Die Fokussierung auf die Versorgungssicherheit und damit auch auf den künftigen Strombedarf in den Wintermonaten erachten wir als wichtiger als Ausbauziele für neue erneuerbare Energien

Begründung:

Der Ausbau von erneuerbaren Energien garantiert nicht zwangsläufig auch eine höhere Versorgungssicherheit. Ein weiterer Zubau von erneuerbaren Energien ist nur dann wünschenswert, wenn er einen signifikanten Anteil an die Winterproduktion liefert. Falls der Netzzuschlag nicht wie politisch beschlossen mit der Sunset-Klausel ausläuft, resp. dennoch verlängert erhoben wird, dann sind die Mittel zumindest für die effizientesten Technologien einzusetzen (grösste Produktionsmenge pro eingesetztem Franken). Zudem sind die Mittel dann zur Unterstützung von Anlagen zu verwenden, welche die Winterproduktion und somit die Versorgungssicherheit stützen. Ferner sind keine Technologien auszuschliessen, d.h. Ausschreibungen haben technologieneutral zu erfolgen und sich nicht nur auf erneuerbare Energien zu beschränken. Ein allfälliger Bau von einem oder mehreren Gaskraftwerken darf nicht von vorneherein gesetzlich verhindert werden. Im Gegenteil: ein Teil der Mittel aus dem Netzzuschlag ist im Sinne einer allfälligen Versicherung für einen rentablen Bau und Betrieb von Gaskraftwerken zu reservieren. Falls ein Gaskraftwerk für die Winterproduktion gebaut und betrieben wird, kann es eventuell aufgrund der beschränkten Betriebszeiten (d.h. es läuft nur, wenn nötig) nicht rentabel betrieben werden. Im Betrieb wird es sicher gute Marktpreise erzielen können. Damit die Rentabilität (und somit der Bau) aber sicher gewährleistet ist, benötigt es eine Art Versicherungsprämie im Sinne einer Investitionssicherheit (bei Unrentabilität).

Als wichtigste Massnahmen zur Gewährleistung der künftigen Stromversorgungssicherheit erachtet scienceindustries folgende Elemente:

- die vollständige Strommarktöffnung;
- ein Stromabkommen mit der EU;
- Import (Wind und Backup) um einen Teil des Winterbedarfs abzudecken;
- Flexibilisierung der Wasserzinsen;
- Ausschöpfen der Energieeffizienzpotentiale;
- den allfälligen Bau von Gaskraftwerken.

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Wir danken Ihnen für die Kenntnissnahme und die Berücksichtigung unserer Anliegen. Bei Fragen stehen wir Ihnen selbstverständlich gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Dr. Michael Matthes
Mitglied der Geschäftsleitung



Dominique B. Werner
Leiter Chemikalienrecht



schweizerischer ingenieur- und architektenverein
société suisse des ingénieurs et des architectes
società svizzera degli ingegneri e degli architetti
swiss society of engineers and architects

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Frau Bundespräsidentin
Simonetta Sommaruga

Geht per E-Mail an: eng@bfe.admin.ch

Jörg Dietrich
Fachverantwortlicher Klima/Energie
joerg.dietrich@sia.ch
+41 44 283 15 17

Zürich, 09. Juli 2020 / mm

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zur Revision des Energiegesetzes Stellung zu nehmen.

Der SIA begrüsst die Energiestrategie 2050 und die damit verbundene Notwendigkeit, den Strommarkt und die Stromnetze hin zu mehr Markt und Flexibilität umzubauen. Dem SIA ist es ein Anliegen, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen es erlauben, das Potenzial der Gebäude als Energieproduzenten und Speicher voll auszuerschöpfen. Die Hürden für den Aufbau und Investitionen in erneuerbare Energien sollen gesenkt werden. Ausserdem müssen Leitplanken gesetzt werden, damit Investitionsentscheide für erneuerbare Energieformen langfristig abgesichert sind.

Das Ziel der Vorlage, mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen und die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten, wird vom SIA unterstützt. Wie bereits in der Vernehmlassung zum Stromversorgungsgesetz von Anfang 2019 dargelegt, sind wir der Meinung, dass die Liberalisierung des Strommarktes grundsätzlich zu einer verbesserten volkswirtschaftlichen Effizienz führt. Ebenfalls begrüsst der SIA, dass das Einspeisevergütungssystem durch Investitionsbeiträge ersetzt wird und so die Fördergelder wirksamer eingesetzt werden können. Die Verlängerung der Förderung und die damit einhergehende grössere Planungssicherheit sowie die vermehrte Förderung von PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch inklusive der Vergabe mittels Auktionen befürworten wir.

Wir stellen aber auch fest, dass einige zentrale Forderungen des SIA zur Steigerung der Attraktivität der erneuerbaren Energien mit dieser Gesetzesrevision nach wie vor nicht angesprochen werden. Wir befinden uns heute

weltweit in der Situation, wo die Stromproduktion aus Photovoltaik (PV) finanziell die attraktivste Technologie ist. Dennoch findet in der Schweiz weiterhin nur ein moderater PV-Zubau statt, und Anlagen ohne Eigenverbrauch sollen gemäss der vorliegenden Gesetzesvorlage in Zukunft stärker unterstützt werden, damit sie gebaut werden. Dies wird dazu führen, dass tatsächlich wieder mehr grossflächige Anlagen gebaut werden, aber diese Anlagen werden das Stromnetz deutlich mehr belasten als dies bei kleineren Anlagen im Wohngebiet der Fall wäre. Trotzdem werden die Anlagen im Wohngebiet in Zukunft nicht stärker unterstützt und werden entsprechend wie bisher nicht gebaut oder nur auf den Eigenverbrauch ausgelegt. Die Dächer werden im zweiten Fall nur zum Teil mit PV belegt, was dazu führt, dass die mögliche Kapazität nicht voll genutzt wird und die Dächer so belegt werden, dass ein späterer Ausbau auf die ganze Dachfläche oft erst erfolgen wird, wenn die jetzt gebaute Anlage altershalber ersetzt wird. Zudem ist es für das Landschaftsbild von Nachteil, wenn Dächer nur partiell mit PV belegt werden.

Statt einer Sonderbehandlung für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch wäre es wirksamer, generell die Konditionen für alle PV-Anlagen dahingehend zu ändern, dass sich deren Erstellung finanziell lohnt und Anreize bestehen, die Anlagen möglichst gross zu bauen, sprich möglichst die ganze Dachfläche zu belegen. Elektrizitätswerke müssten bereit sein, schweizweit einen angemessenen Preis für PV-Strom zu bezahlen und diesen dann auch ihren Kunden zu einem akzeptablen Preis zu verkaufen. Oft treffen wir heute auf die Situation, in denen der vergütete Preis so tief ist, dass keine Motivation besteht, PV-Strom für die Rückspeisung zu produzieren. Umgekehrt ist der Verkaufspreis so hoch, dass die Elektrizitätswerke keine Kunden für den PV-Strom finden. Dies führt im Endeffekt dazu, dass mittels Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) Parallelnetzte aufgebaut werden müssen, anstatt dass die bereits vorhandene Infrastruktur genutzt werden kann.

Der SIA ist überzeugt, dass nachfolgend aufgeführte Punkte umgesetzt werden sollten, um die Attraktivität der erneuerbaren Energien und deren Zubau entscheidend zu steigern.

Lokaler Netznutzungstarif

Die Marktöffnung erlaubt zwar den Stromexport über die Strasse hinweg, aber nur zu sehr hohen Netznutzungsgebühren. Der SIA fordert deshalb, Art. 14 Abs. 3b des bestehenden Stromversorgungsgesetzes zu streichen. Ein Lokaltarif bei der Netznutzung soll ermöglicht werden. Dies zur Förderung erneuerbaren Energieformen, die lokal und von Dritten genutzt werden können. Ein Lokaltarif in diesem Sinn umfasst nur die Kosten der Netzebene 7 ohne weitere Anteile der übergeordneten Netzebenen. Die Eigenverbrauchsregelung würde ohne den geforderten lokalen Netznutzungstarif zu unwirtschaftlichen Parallelnetzen führen.

Leistungskomponente im Netznutzungstarif

Der SIA fordert die Abschaffung der bestehenden Leistungstarifkomponente im Netznutzungstarif und dafür die Einführung eines variablen Netznutzungstarifs in Funktion der jeweiligen Netzbelastung. Damit wird eine gleichmässige Auslastung des Netzes mit dezentralen Speichermöglichkeiten erreicht, und es können unnötige Ausbauten vermieden werden.

Gleichbehandlung aller Speichertechnologien bezüglich Netznutzungstarifen

Aktuell besteht eine Sonderregelung nur für Pumpspeicherwerke. Strom, der in einem Speicher zwischengelagert wird und wieder ins Netz eingespeist wird, sollte generell und für alle Speicherarten gleich bei der Wiedereinspeisung von der Netznutzungsgebühr ausgenommen werden. Damit wird ein Anreiz für weitere Speichertechnologien und für zusätzliche Flexibilität geschaffen, was letztlich zu einer gleichmässigeren Auslastung des Netzes führt.

Öffnung des Messwesens

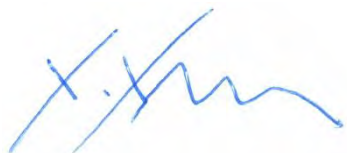
Nach Ansicht des SIA sollten alle Strombezüger die Möglichkeit haben, die Messdienstleistung frei zu beziehen. Insbesondere neue Arealüberbauungen, aber auch bestehende Überbauungen, die nach einer Sanierung vermehrt auf lokal produzierte erneuerbare Elektrizität setzen, wären aus Rentabilitätsgründen auf eine solche Möglichkeit angewiesen. In neuen Gebäuden sind bereits heute Gebäudeleitsysteme eingebaut, welche fähig sind, die Energie zu messen. In Zukunft werden diese Geräte ihren gemessenen Verbrauch auch selbst mitteilen können. Aus wirtschaftlicher Sicht sind doppelte Messsysteme zu vermeiden.

Konsequente Entflechtung (Unbundling)

Die Entflechtung von Stromversorgung und Netzbetrieb ist von grosser Bedeutung und muss verbindlich und eindeutig festgelegt werden. Der Netzbetreiber darf kein Interesse daran haben, selbst Strom zu verkaufen. Eine ungenügende Entflechtung führt zur Behinderung der Eigenproduktion von erneuerbaren Energien. Dieser Grundsatz soll auch für die Grundversorgung gelten. Das Angebot der Grundversorgung ist durch den Bundesrat zu regeln, z.B. könnte es schweizweit oder kantonal unter den Stromlieferanten ausgeschrieben werden. Im Rahmen einer Ausschreibung ist es möglich, den Mindestanteil der erneuerbaren Energie festzulegen und damit den massgebenden Marktpreis zu bestimmen.

Wir danken Ihnen für Kenntnisnahme und wohlwollende Prüfung unserer Anliegen und stehen Ihnen für einen Austausch gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Adrian Altenburger
Vizepräsident SIA und
Präsident Fachrat Energie



Jörg Dietrich
Fachverantwortlicher Klima/Energie

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Per E-Mail an:
EnG@bfe.admin.ch

Wirtschaftspolitik

Philipp Bregy
Ressortleiter Energie

Pfingstweidstrasse 102
Postfach
CH-8037 Zürich
Tel. +41 44 384 48 04

p.bregy@swissmem.ch
www.swissmem.ch

Zürich, 10.7.2020

Revision des Energiegesetzes – Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Teilrevision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen.

Swissmem ist der führende Verband für KMU und Grossunternehmen der schweizerischen Maschinen-, Elektro- und Metall-Industrie (MEM-Industrie) und verwandter technologieorientierter Branchen. Swissmem fördert die nationale und die internationale Wettbewerbsfähigkeit ihrer 1'200 Mitgliedsfirmen durch eine wirkungsvolle Interessenvertretung, bedarfsgerechte Dienstleistungen, eine gezielte Vernetzung sowie eine arbeitsmarktgerechte Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der MEM-Industrie.

Die Schweizer MEM-Industrie ist eine facettenreiche und innovative Hightech-Branche, die in sämtlichen Lebens- und Wirtschaftsbereichen leistungsstarke Lösungen anbietet. Sie erwirtschaftet 7% des Bruttoinlandproduktes (2019) und nimmt damit in der schweizerischen Volkswirtschaft eine Schlüsselstellung ein. Die Branche ist mit rund 325'000 Beschäftigten die grösste industrielle Arbeitgeberin der Schweiz und leistet mit Ausfuhren im Wert von CHF 68.3 Milliarden rund 30% der gesamten Güterexporte. 60% der ausgeführten Güter der MEM-Industrie werden in die EU exportiert.

1. Allgemeine Einschätzung

Ziel der EnG-Revision ist es, mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Dafür soll das bereits bestehende Förderinstrumentarium marktnäher ausgestaltet werden und zur Erhöhung der Planungssicherheit für Investoren bis zum Jahr 2035 verlängert werden. Neu soll ein Ausbauziel für das Jahr 2050 Eingang ins Gesetz finden. Sollte sich abzeichnen, dass es nicht erreicht werden kann, wird der Bundesrat dem Parlament neue Massnahmen beantragen.

- **Swissmem lehnt die Anpassung und Verlängerung der Fördermassnahmen für erneuerbare Energien (nE) ab.**
- **Eine Revision des EnG ist unnötig.**

2. Detailbemerkungen

Swissmem lehnt eine Verlängerung der Befristung der Subventionen von nE kategorisch ab. Vielmehr fordert Swissmem das Auslaufen der Förderinstrumente:

- **Politische Versprechen müssen eingehalten werden.** Im Abstimmungskampf zur Energiestrategie 2050 hat die Politik mit Nachdruck versichert, dass die Subventionen lediglich eine Anschubfinanzierung darstellen und 2023 bzw. 2031 auslaufen werden. Bereits drei Jahre nach der Abstimmung von diesem Grundsatz abzuweichen, ist politisch unglaublich. Jede Art von Subvention verzerrt den Markt und muss deshalb, wie 2017 versprochen, abgebaut werden. Es darf nicht der Eindruck entstehen, dass in der Energiepolitik nach der «Salamitaktik» vorgegangen wird und – indem die Befristung alle paar Jahre wieder verlängert wird – schliesslich eine «Dauersubventionierung» resultiert. Entsprechend lehnt Swissmem auch die Umwandlung der nE-Richtwerte in Ziele ab.
- **Unverständliche Planungssicherheit:** Die Annahme der Energiestrategie 2050 im Jahr 2017 sorgte für die bis dahin oft bemängelte, fehlende Planungssicherheit zum Zubau von nE. Ein umfassendes Subventionsregime wurde eingeführt und gleichzeitig war klar, dass es 2023/2031 wieder auslaufen wird. Daran haben sich alle Akteure ausrichten müssen. Mit der nun vorgeschlagenen Verlängerung der Befristung passiert folglich gerade das Gegenteil von «Planungssicherheit». Die Akteure haben erneut keine Gewähr, dass sich der Bund dann zumal tatsächlich an die eigenen Verlautbarungen halten wird.
- **Kein Null-Risiko für die Wasserkraft:** Mit dem vorgeschlagenen finanziellen Ausbau und der Verlängerung der Wasserkraft-Förderung kommt den Betreibern eine Art gesicherte Rendite zu. Nicht nur die Industrie, sondern auch die Wasserkraft-Produzenten müssen in der Lage sein, unternehmerische Risiken einzugehen. Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft wird in den nächsten 10 bis 20 Jahren von einer Vielzahl vorzubereitender Konzessionserneuerungen geprägt. Deren Rentabilität wird neben der Marktpreiserwartung (man beachte für die Wirtschaftlichkeitsrechnung die Konzessionsdauer von i.d.R. 60 bis 80 Jahre) vor allem durch den Zeitpunkt beeinflusst, an welchem die sehr hohen Konzessionsgebühren überwiesen werden müssen und davon, ob die Erhebung der Wasserzinsen künftig flexibler ausgestaltet und an eine Marktpreisentwicklung angelehnt werden kann.
- **Klimapolitik steigert die Nachfrage nach neuen Energien – Subventionen sind obsolet.** Dekarbonisierung bedeutet Elektrifizierung. Mit dem Ziel, bis 2050 die CO₂-Emissionen auf Netto-Null zu reduzieren¹, wird gleichzeitig der Stromverbrauch laut ETH-Experten auf 90 bis 100 TWh pro Jahr zunehmen. Einer sehr starken Zunahme der Nachfrage nach Elektrizität steht folglich ein noch viel zu geringes Angebot von klimakompatiblen neuen Energien gegenüber. Die Marktpreise sollten steigen und setzen damit die entsprechenden Preissignale für den Ausbau bedarfsgerechter Stromproduktion. Eine Weiterführung der Subvention von nE ist nicht notwendig.
- **Marktdesign anpassen.** Während mit hohem Mitteleinsatz eine Anschubfinanzierung für nE geleistet wird, wird beim Strommarktdesign («Energy-only-Markt») auf Preisbildungsmechanismen verharret, die mit steigendem nE-Anteil ihre eigene Refinanzierung gefährden (Kannibalisierung als Folge des «Merit-Order-Effekts»). Nötig sind folglich nicht Subventionen, sondern ein Strommarktdesign, das auch mittel- und langfristig Investitionsanreize setzt.
- **Die Förderung erneuerbarer Energien erhöht nicht automatisch die Versorgungssicherheit.** Die sich abzeichnende Winter-Stromlücke gefährdet die Strom-Versorgungssicherheit in der Schweiz. Aus der Vorlage ist jedoch nicht ersichtlich, welchen Beitrag die zusätzli-

¹ Swissmem setzt sich aktiv für ein Netto-Null-Ziel 2050 ein. Zudem fordert Swissmem die Ausdehnung der CO₂-Lenkungsabgabe von Brenn- auf Treibstoffe.

che Förderung der nE zur Winterstromproduktion und damit zur Sicherstellung der langfristigen Strom-Versorgungssicherheit leistet. Sinnvollerweise wird also die Förderung von nE nicht mit der Förderung der Versorgungssicherheit vermischt. Legitim ist auch die Weiterverfolgung der volkswirtschaftlich interessanten Importstrategie. Dies in Anbetracht der engen Netzanbindung an Süddeutschland und im Wissen um aktuelle und künftige Reserve-Kapazitäten, welche in Deutschland mangels Wasserkraft als Versicherung für die riesige Dunkelflaute benötigt wird. Die ElCom sieht in ihrem Grundlagenpapier zur Winterproduktion, aus einer Risikoüberlegung heraus, bis 2035 Bedarf für einen Zubau von 5 bis 10 TWh inländischer Winterstromproduktion. Diese Abschätzung soll jedoch insbesondere die politische Diskussion über einen angemessenen Eigenversorgungsgrad unterstützen.

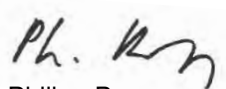
- **Eine Versicherung für die Schweizer Versorgungssicherheit ist bekannt:** In einem technologieoffenen Wettbewerb für neue Erzeugungskapazitäten sollten auch Gaskraftwerke nicht ausgeschlossen werden. Sie wären relativ günstig, flexibel einsetzbar und an optimalen Standorten kurzfristig in 3 bis 4 Jahren rasch realisierbar. Die Klimakompatibilität kann über Kompensationsverpflichtungen, mit der Integration in das Emissionshandelssystem oder mit einer CO₂-Abscheidung sichergestellt werden. In einem zukunftsfähigen Marktdesign würden die Marktpreise ein strukturelles Kapazitätsproblem abbilden und auch für den Betrieb von Backup-Kapazitäten marktwirtschaftliche Investitionsanreize entstehen.
- **Marktkräfte fördern technologische Entwicklung.** Die ElCom-Studie «System Adequacy 2030» attestiert der Schweiz eine hohe Versorgungssicherheit im Jahr 2030, ähnliche BFE-Studien auch noch darüber hinaus. Dies hängt insbesondere vom Weiterbetrieb der bestehenden Schweizer Kernkraftwerke ab. Diesen Anlagen ist deshalb besonders Sorge zu tragen, sodass sie möglichst lange, sicher und wirtschaftlich betrieben werden können. Dies verschafft der Transformation des Energiesystems wertvolle Zeit, welche für technologische Entwicklungen, deren Skalierbarkeit, Wirtschaftlichkeit und somit Marktdurchdringung dringend benötigt wird. Unterstützend wirkt eine technologieoffene Forschungs- und Innovationsförderung, welche nicht zuletzt die Standortattraktivität des Entwicklungs- und Produktionsstandorts Schweiz erhöht. Voraussetzung hierzu ist aber, dass die bereits lange angekündigte vollständige Strommarktöffnung, die in der StromVG-Revision vorgesehen ist, endlich umgesetzt wird.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme. Für Fragen steht Ihnen Philipp Bregy gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Dr. Stefan Brupbacher
Direktor



Philipp Bregy
Ressortleiter Energie

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
CH-3003 Bern

Per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Bern, 10. Juli 2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Vom 03. April bis zum 12. Juli 2020 führt Ihr Departement eine Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) durch. Gerne nutzen wir diese Gelegenheit und nehmen wie folgt zu den Anpassungsvorschlägen im Energiegesetz (EnG; SR 730.0) Stellung.

Die Revision des Energiegesetzes hat zum Ziel, erneuerbare Energien zu fördern. cemsuisse begrüsst dieses Ziel grundsätzlich nachvollziehbar. Auch die Zementindustrie verwendet erneuerbare Energie, um ihren Beitrag zur Erreichung der Klimaziele der Schweiz zu leisten. Zudem schöpft die Zementindustrie das Potential von Biomasse als CO₂-neutralen Brennstoff aus und kann so einen wertvollen Beitrag zur CO₂-Reduktion der Schweiz leisten. Die geplante Förderung von Elektrizitätsgewinnung durch die Verwertung von Biomasse wird diese, oftmals effizientere, thermische Verwertung jedoch stark einschränken. Wir fordern aus diesem Grund eine Streichung dieser Förderung oder die Gleichsetzung der thermischen Verwertung von Biomasse. Die Verwendung als Brennstoff ist ebenso sinnvoll, wenn nicht gar die effizientere Nutzung des Energiepotentials von Biomasse.

Die nun im Energiegesetz vorgesehene Investitionsförderung von bis zu 60% für neue, erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen, die ausschliesslich biogene Brennstoffe zur Elektrizitätsgewinnung verwerten, schafft ungleich lange Spiesse. Sie würde zu einer **Marktverzerrung** der Annahmepreise führen, da diese Anlagen nur einen Bruchteil ihrer Investitionskosten amortisieren müssen. Auf das Klima wird es insgesamt einen negativen Effekt haben, da die Zementwerke die neu nicht erhaltenen biogenen Brennstoffe wieder durch fossile Brennstoffe ersetzen müssen. Es ist zudem fraglich, ob eine Vielzahl kleiner Biomasseanlagen, die Effizienz und Energieausnutzung eines Zementwerkes bei der Verwertung von Biomasse erreichen kann.

Entsprechend ist es wichtig, dass gleichlange Spiesse bei der Verwertung von Biomasse gelten. Der vorgesehene Investitionsbeitrag muss deswegen entweder komplett gestrichen, oder auf Anlagen, die gemischte Brennstoffe verwerten, ausgedehnt werden. Im Falle einer Ausweitung schlagen wir vor Abs. 3c in Art. 27 zu streichen und Art. 24 so anzupassen, dass auch Anlagen, die die Prozesswärme nutzen, von Investitionsbeiträgen profitieren können.

Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

- 1 Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.
- 2 Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.
- 3 Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:
 - a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
 - b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen;
 - c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

Anlagen die unter Art. 27, Abs 3c fallen, sind – wie z.B. Zementwerke - dem Markt ausgesetzt. Sie konkurrenzieren faktisch um biogene Abfallbrennstoffe (wie z.B. Holzabfälle). Schweizer Zementwerke setzen biogene Brennstoffe jedoch immer mit einem Mix aus anderen Abfallbrennstoffen fossilen Ursprungs und primären fossilen Brennstoffen ein. **Sie verwerten dabei die Abfallfraktionen komplett energetisch und stofflich – es entstehen keine Rückstände, die abgelagert oder anderweitig entsorgt werden müssen.**

Wenn die Konkurrenten nun Investitionsbeiträge erhalten, verzerrt dies den Markt komplett. Dabei ist der Einsatz von biogenen Brennstoffen in Schweizer Zementwerken ein wesentlicher Beitrag, um den CO₂-Ausstoss der Schweiz zu senken. Folglich ist es zentral, dass der Zugang der Zementwerke zu biogenen Brennstoffen gewährleistet ist, will man die CO₂-Ziele der Schweiz erreichen. Wenn die Zementindustrie nun quasi über die Energieabgaben die «Abwanderung» von biogenen Brennstoffen zu subventionierten Anlagen finanziert, ist dies widersinnig und bringt dem Klima gar nichts – im Gegenteil.

Es gilt ferner stets auch alle ökologischen Auswirkungen zu betrachten. Für feuchte reine Biomasse mag die Vergasung und Verstromung ökologisch gesehen eine sehr sinnvolle Verwertung sein – sofern auch die Rückstände adäquat verwertet werden können. Diese Anlagen haben jedoch immer erhebliche Probleme, wenn die Abfälle verunreinigt sind. Oft führt das dann dazu, dass sie in der KVA deutlich ineffizienter und rein thermisch entsorgt werden. Es ist oft ökologischer, diese gemischten Abfälle mit Abwärme zu trocknen und anschliessend thermisch **und** stofflich in einem Zementwerk zu verwerten.

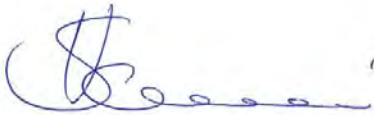
Für die Schweizer Zementindustrie ist es inakzeptabel, dass sie einerseits die Klimaziele einzuhalten hat, ihr aber gleichzeitig ein wichtiges Element zur Zielerreichung faktisch verwehrt werden soll. Dies indem durch verzerrende Investitionsbeiträge – die notabene auch von der Zementindustrie erwirtschaftet – die Biomasse in subventionierte Anlagen abwandert. **Auch aus ökologischer Sicht ist Art. 27, Abs.**

3c keine gute Idee. Indem staatlichen Abgaben dazu verwendet werden, kleine Bio-masse-Anlagen zu fördern, welche jene biogenen Brennstoffe ineffizienter und nicht vollständig wie die Zementindustrie entsorgen, ist dem Klima keineswegs gedient.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

cemsuisse



Dr. Stefan Vannoni
Direktor



Dr. Martin Tschan
Leiter Umwelt, Technik,
Wissenschaft



Dr. David Plüss
Leiter Public Affairs und
Kommunikation

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
Erneuerbare Energien
3003 Bern

per E-Mail an: eng@bfe.admin.ch

Freitag, 10. Juli 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Teilnahme an der Vernehmlassung zum Energiegesetz.

Unser Verband Ziegelindustrie Schweiz repräsentiert die Schweizer Ziegeleien und damit ein traditionsreiches, einheimisches Gewerbe, welches auch zum Erhalt von Arbeitsplätzen in der Schweiz beiträgt. Die Mitglieder der Ziegelindustrie Schweiz produzieren aktuell in 20 Werken in der Schweiz hochwertige Backsteine und Dachziegel sowie Sanitärkeramik. Bei dieser Produktion ist der Energiekostenanteil gemessen an der Bruttowertschöpfung besonders hoch und die Stromendpreise haben im internationalen Standortwettbewerb dementsprechend existentielle Bedeutung. Aus diesem Grund ist Ziegelindustrie Schweiz als Branchenverband der Ziegelindustrie ebenfalls der Interessengemeinschaft der energieintensiven Basisindustrien der Schweiz (IGEB) angeschlossen.

1. Allgemeine Bemerkungen

Ziegelindustrie Schweiz begrüsst es, dass der Bundesrat auf einen wettbewerbsorientierten Ansatz bei der Förderung von erneuerbaren Energien eingeschwenkt ist. Der ursprünglich eingeschlagene Weg über die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) zieht weiterhin teure Folgekosten nach sich. Die Richtung hin zu einmaligen Investitionsbeiträgen und Auktionen bei PV-Anlagen ist eine Verbesserung.

Ziegelindustrie Schweiz erachtet es als positiv, dass der Zuschlag auf dem Übertragungsnetz nicht erhöht werden soll. Dies ist jedoch ein fragiles Versprechen, da die Begehrlichkeiten für mehr Subventionen ansteigen, sobald sich zeigen sollte, dass die nun im Gesetz als verbindlich erklärten Ziele nicht erreicht werden. Art. 55 Abs. 3 spürt den Weg für weitere Massnahmen und deren Kostenfolge bereits vor.

Die Erwartungen der Energiefirmen auf eine gesetzlich legitimierte Umverteilung von Endkunden zu Produzenten zur Absicherung der eigenen Rendite, zementieren der empfohlene Ausbau der Förderung der Wasserkraft und die Verlängerung der Förderung um fünf Jahre. Produzenten wollen dank grosszügigen Subventionen möglichst kurzfristig und «planungssicher» Gewinne realisieren. Sie wollen kein unternehmerisches Risiko eingehen.

Die Frage der kurz-, mittel-, und langfristigen Speicherung der Stromüberschüsse, die v.a. bei der geplanten und sich abzeichnenden starken Zunahme von Solarstrom relevant wird, ist nicht geregelt. Ebenfalls ist die Frage ungeklärt, wie die Zunahme des Strombedarfs aufgrund der Elektrifizierung von Mobilität und Gebäuden gedeckt werden kann.

Weiter ist nicht sichtbar, wie die Versorgung im Winter bei wegfallender Kernenergie gesichert ist.

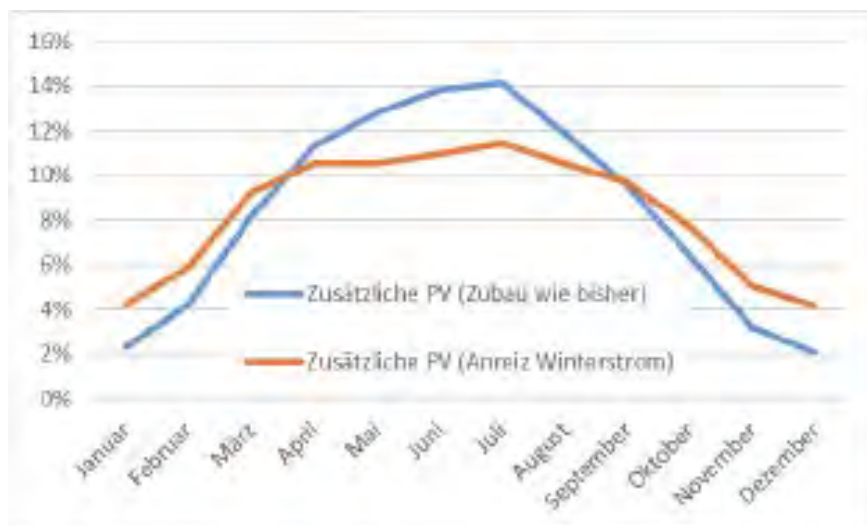
Ebenfalls werden grosse Erfolge bei der Effizienzverbesserung erzielt, welche die Wirtschaft mit kleinen Anreizen bzw. ganz in Eigenverantwortung erbringt. Die Wirtschaftlichkeit und Freiwilligkeit der Massnahmen sollen aufgrund dessen fortgesetzt werden.

Schliesslich werden die bisherigen Richtwerte mit der vorgeschlagenen Revision des Energiegesetzes durch Zielwerte ersetzt und für 2050 ergänzt. Da aber niemand zur Verantwortung gezogen wird, wenn die Vorgaben nicht erfüllt werden, ist die formelle Umbenennung von Richtwerten in Zielwerte für uns ohne grosse Relevanz.

2. Neuanlagen

Dem Bericht ist zu entnehmen, dass bis zum Ende der Förderung für Neuanlagen im Jahr 2035 rund 13 TWh mit PV produziert werden sollen, sofern ab 2022 jährlich rund 700MWp gebaut werden. Als Zielwert für alle erneuerbaren Energien sollen es bis im Jahr 2035 insgesamt mind. 11'400 TWh sein. Ziegelindustrie Schweiz findet es nicht notwendig, den PV-Ausbau so stark zu fördern, da ebenfalls Windenergie und Biomasse für dieses Ziel Beiträge leisten sollten.

Es ist wichtig, dass die Anlagen gefördert werden, die ein ausgeglicheneres Produktionsprofil aufweisen, d.h. besser auf die Vormittags- und Nachmittagsproduktion und die Winterproduktion ausgerichtet sind.



Grafik 1: Aufteilung der Stromproduktion gemäss bisheriger Förderung (blau) und mit optimierter Ausrichtung der Paneele für Winterstromproduktion (rot) gemäss BFE-Studie Winterstrom Schweiz

Das Potenzial für PV in der Schweiz wird gemäss Studie «Winterstrom Schweiz» (14. August 2019, BFE / Basler & Hofmann) auf 30 TWh geschätzt. Der Importbedarf im Winter würde auch bei einem so grossen Ausbau bestehen bleiben. Im Sommer hingegen würden die Produktionsüberschüsse weiter zunehmen. Höchst interessant wäre eine Forderung jener PV-Anlagen, die auf Winterstromproduktion optimiert sind.

3. Zubauziele für die Wasserkraft

Vom BFE wurde das Potenzial für die Wasserkraft 2019 neu evaluiert. Dabei resultierte, dass dieses unter Einbezug von neuen Stauseen, die im Vorfeld von schmelzenden Gletschern gebaut werden können, etwa 2.3 TWh beträgt:

	2012 optimierte Nutzungsbedingungen	2019 optimierte Nutzungsbedingungen
Neue Grosswasserkraft (GWK)	1'430	1'380
Erneuerungen & Erweiterungen GWK	1'530	1'530
Kleinwasserkraft (Neu, Ern., Erw.)	1'600	770
Wegfall Kleinwasserkraft	0	-220
Restwasser	-1'400	-1'900
Total Wasserkraftpotenzial	3'160	1'560
Zubau von 1.1.2012 bis 1.1.2019		640
Neue Gletscherseen		700

Tabelle 1: Wasserkraftpotenzial gemäss BFE-Prognose 2012 und 2019

In Art. 2 Abs. 2 rev. EnG werden Produktionsziele von 37.4 TWh bis 2035 und 38.6 TWh bis 2050 genannt. Der Mittelwert von 2000-2018 für die Produktion aus Wasserkraft nach Abzug von 2.6 TWh für Pumpspeicher beträgt 34.5 TWh. Demnach sollen gemäss Gesetzvorlage bis 2035 knapp 3 TWh und bis 2050 gut 5 TWh zugebaut werden.

Die Potenzialstudien des BFE zeigen ganz andere Zahlen. Ziegelindustrie Schweiz bezweifelt, ob dieser Widerspruch mit der vorgeschlagenen Verdoppelung der Unterstützung (Abgabeerhöhung von 0.1 auf 0.2 Rp./kWh) für die Grosswasserkraft aus der Welt geschaffen werden kann. Die uns bekannten zwei Speichersee-Grossprojekte von nationaler Bedeutung Trift und Chlus sollen gemäss Angaben der Projektorganisationen 145 resp. 237 GWh produzieren. Es braucht also noch 10-20 Projekte in dieser Grösse, um die Ziele zu erreichen. Ziegelindustrie Schweiz ist klar der Meinung, dass jene Projekte unterstützt werden, bei denen die Standortkantone bei den Wasserzinsen deutlich entgegenkommen. Weiter ist es für uns sachgerecht, dass gewisse Anlagen, die für sich alleine einen grossen Beitrag an die Erreichung der Ausbauziele leisten können, auch für den Ausbau der Winterproduktion von Bedeutung sind.

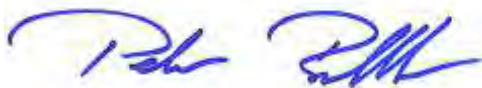
Weiter ist es für uns in Ordnung, die Anlagen, die einen grossen Beitrag an die Erreichung der Ausbauziele leisten können, auch für den Ausbau der Winterproduktion zu bevorzugen.

4. Fazit

- Ziegelindustrie Schweiz hält die Anbindung an den Energiebinnenmarkt der EU mit einem Stromabkommen für ein strategisch zentrales Element der zukünftigen Versorgungssicherheit und unterstützt die Weiterentwicklung der Energieversorgung.
- Es ist nicht erstrebenswert, bis 2035 eine PV-Produktionskapazität von 13 TWh zu erreichen ohne die Speicherthematik anzugehen und zu lösen.
- Die PV die auf Winterstrom optimiert ist, soll gefördert werden.
- Die Zielvorgabe für die Wasserkraft ist unklar. Ziegelindustrie Schweiz wünscht die Offenlegung der Annahmen und eine Erklärung, wie sich die Zielvorgabe im Energiegesetz mit dem vom BFE 2019 evaluierten Potenzial vereinbaren lässt.
- Der Importbedarf im Winter steigt von 3.6 auf 4.5 TWh, wenn man die Zielwerte 2050 gemäss der Energievorlage erreicht. Gleichzeitig steigt der Exportüberschuss im Sommer von 4.8 auf 8.6 TWh. Dabei ist eine allfällige Änderung beim Stromverbrauch (z.B. Effizienzverbesserungen, Strukturwandel in der Industrie, Verbrauchszunahme infolge der Bevölkerungsentwicklung, Digitalisierung, etc.) nicht eingerechnet. Ziegelindustrie Schweiz wünscht sich eine aktuelle Einschätzung über die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Meinungsäusserung und empfehlen Ihnen unsere Bemerkungen und Positionen zur Berücksichtigung bei der weiteren Behandlung dieses Geschäfts.

Freundliche Grüsse



Dr. Peter Burkhalter
Präsident

Postadresse:
Postfach 37, CH-8606 Greifensee

Firmensitz :
Heuwinkelstr. 16, CH-8606 Nänikon

E-Mail : alfred.schaffer@infoswitch.ch
Homepage : www.x-check2.ch

Telefon : +41 44 940 74 22
Telefax :

MWST-Nr. Keine, befreiter Kleinbetrieb

Nänikon, 10.07.2020

An den
Schweizerischen Bundesrat
Bern
EnG_at_bfe.admin.ch

Stellungnahme zur Vernehmlassung Revision des Energiegesetzes

Unsere Referenz : **Alfred Schaffer**

Ihre Referenz : **UVEK Revision des Energieges.**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Gelegenheit, mich zur Revision des Energiegesetzes zu äussern. Der Vorentwurf enthält viele gute Vorschläge, mit denen ich einverstanden bin. Es gibt aber 4 zentrale Punkte in denen es nach «weiter wie bis jetzt» ausschaut und die zum Teil überhaupt nicht funktionieren werden, wie zum Beispiel die Finanzierung. Der Zielzubau kann damit nicht erreicht werden!

Im Grundsatz bin ich mit den publizierten Stellungnahmen von SES, SSES und VESE einverstanden. Hier gehe ich darum nur noch auf die für mich wichtigsten 4 zentralen Punkte ein.

1) Ausbauziele

Weil wir ohne die schnelle Dekarbonisierung unsere Lebensgrundlagen zerstörend, ist das wichtigste Anliegen hier vorwärts zu machen. Das heisst, in Artikel 2 muss für das Jahr 2035 ein Produktionsziel von 70 000 bis 80 000 GWh vorgesehen werden.

2) Finanzierung

Ein Investor, privat oder institutionell, wird nirgends investieren, wo grosse Risiken bestehen ohne im Gegenzug die Aussicht zu haben, dass sehr hohe Gewinne möglich sind. Da im Energiegesetz hohe Gewinne nicht vorgesehen sind, dafür Verluste auf dem nicht geregelten Rückliefertarif, werden die Investitionen ausbleiben, bzw. es wird weiter im Ausland investiert wie bis jetzt. In der Schweiz werden keine Ausbauziele erreicht, wie klein diese auch geplant sein mögen.

Es gibt genügend Anlagegeld in der Schweiz (Milliarden die warten). Investitionsbeiträge sind hinausgeworfenes Geld. Sobald eine Rendite von 2 – 3% möglich ist, kann alles finanziert werden, auch der grösste gewünscht Zubau.

Bitte verzichten Sie auf unnötige Anreizsysteme, die alles nur kompliziert machen ohne einen echten Gegenwert zu bringen. Es braucht nur eins, der Rahmen muss so gesteckt sein, dass kleine Renditen möglich sind ohne Verlustrisiken eingehen zu müssen. So funktioniert nun einmal der Finanzmarkt.

3) Verbrauchsziele und Grundsätze

Im Art. 3 sind Verbrauchsziele festzulegen nicht Verbrauchsrichtwerte. Bei Art. 5 fehlt, dass bei der Beurteilung, das Gesamtsystem betrachtet werden muss mit Sektorkupplung der Teilbereiche: Elektrizität, Industrie, Wärme und Mobilität.

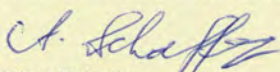
4) Winterstromversorgung

Es muss alles daran gesetzt werden, dass der überschüssige Sommerstrom, z.B aus PV-Anlagen, in den Winter gerettet werden kann. Das kann mit verschiedenen Speicherarten erreicht werden und es gibt schon heute genügend ausgereifte technische Lösungen.

Bei Winterstromproduzenten wie Windturbinen, Wandpanelen und alpinen PV-Anlagen, sollte auf unnötige Bremsklötze verzichtet werden.

Wenn der Winterstrom mit einem kleinen Aufpreis vergütet wird (höherer Rückliefertarif), so dass die Speicherung rentabel ist, wird auch in diesen Bereich **automatisch** genügend Geld fließen.

Vielen Dank für Ihre Kenntnisnahme meiner Anregungen und freundliche Grüsse,


Alfred Schaffer



Confédération suisse
Confederatio Helvetica
Confederaziun Svizra

EnG@bfe.admin.ch

Office fédéral de l'énergie
Division Efficacité énergétique et
énergies renouvelables
3003 Berne

A l'att. de Madame Simonetta Sommaruga,
Conseillère fédérale

Genève, le 3 juillet 2020
FER N°14-2020

Révision de la loi sur l'énergie (mesures d'encouragement à parti de 2023)

Madame la Conseillère fédérale,

Nous avons pris connaissance avec intérêt de l'objet mis en consultation et vous faisons parvenir ci-dessous notre prise de position.

En préambule, notre Fédération tient à souligner qu'elle a soutenu en 2017 la Stratégie énergétique 2050 et, plus récemment, l'ouverture complète du marché de l'électricité. L'objectif de ces mesures est non seulement de rendre le système énergétique suisse plus durable, mais également d'assurer une sécurité d'approvisionnement élevée, alors que la Suisse ne pourra plus compter autant que par le passé sur l'énergie nucléaire.

Le présent projet a pour but de renforcer les incitations à l'investissement dans les installations de production d'électricité issue des énergies renouvelables en Suisse. En d'autres termes, les mesures d'encouragement seront maintenues, mais remaniées pour correspondre davantage à la réalité du marché.

Notre Fédération est sensible aux questions énergétiques car il est essentiel pour notre pays que la sécurité d'approvisionnement énergétique puisse être garantie sur le long terme. Dans ce contexte, il paraît cohérent de vouloir renforcer et inciter le développement d'énergies renouvelables puisqu'elles ne représentent actuellement qu'une partie de nos sources d'énergies. L'idée est ainsi de prolonger les contributions d'investissement, limitées actuellement à 2030, jusqu'à fin 2035.

Si notre Fédération n'est pas opposée à ces mesures d'encouragement, elle se demande toutefois s'il est vraiment judicieux de se fixer des objectifs contraignants. Ce qui compte avant tout, c'est la sécurité d'approvisionnement en énergie et il ne faudrait pas que celle-ci soit mise à mal par des

objectifs irréalistes en matière d'énergies renouvelables. Il se pourrait très bien que malgré les mesures d'incitation, le développement des énergies renouvelables ne se fasse pas au rythme requis, en raison du contexte géo-politique, du développement insuffisant de nouvelles technologies en la matière ou de la difficulté de développer certains types d'énergies, comme c'est le cas pour la géothermie et l'éolien. Sur ce dernier point, notre Fédération tient à rappeler que le grand projet géothermique dans le Jura a finalement été abandonné par les autorités cantonales en raison de la forte pression populaire contre le développement de ce type de technologie. Il en est souvent de même avec l'énergie éolienne, notre pays ayant des capacités limitées pour le développement des parcs éoliens, notamment pour des questions de protection paysagère. Ainsi, il ne serait peut-être pas judicieux de se priver d'utiliser d'autres sources d'énergies non renouvelables si la production d'électricité est insuffisante ou si les objectifs à atteindre sont trop ambitieux.

A notre sens, la transition sur les énergies renouvelables devrait se faire progressivement, au gré de la capacité de ces énergies à en remplacer d'autres et compte-tenu de l'évolution technologique. Un aspect essentiel sera la capacité de stockage de ces énergies, notamment en période de faible demande, tout comme a contrario la capacité de production en temps de pics de consommation, notamment en hiver.

Sur la plan des conséquences économiques, notre Fédération a bien pris note que le financement du régime d'encouragement est assuré par le supplément actuel perçu sur le réseau et que celui-ci reste à un maximum de 2,3 ct./kWh. Ce supplément ayant déjà progressé par le passé, il ne faudrait pas que les consommateurs d'électricité soient encore davantage sollicités par rapport à la situation actuelle, sachant déjà que les mesures d'encouragement seront prolongées de cinq ans, jusqu'en 2035.

En conclusion, notre Fédération soutient sur le principe cette révision de la loi sur l'énergie. Toutefois, elle est d'avis que les incitations en matière d'énergies renouvelables ne doivent pas exclure l'utilisation d'autres sources d'énergies, car l'objectif est de garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique en Suisse. Les contraintes fixées sur les énergies renouvelables ne doivent ainsi pas être trop fortes, mais progressives et tenir compte de l'évolution géo-politique et technologique.

En vous remerciant de l'attention que vous porterez à la présente, nous vous prions de croire, Madame la Conseillère fédérale, à l'expression de notre haute considération.

Blaise Matthey
Secrétaire général



Olivier Ballissat
Secrétaire patronal
FER Genève



Yannic Forney
Délégué



La Fédération des Entreprises Romandes en bref

Fondée le 30 juillet 1947 à Morat, son siège est à Genève. Elle réunit six associations patronales interprofessionnelles cantonales (GE, FR, NE, JU, VS), représentant la quasi-totalité des cantons romands. La FER comprend plus de 45'000 membres.

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Per Mail an:

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
EnG@bfe.admin.ch

Zürich, 8. Juli 2020

Vernehmlassungsantwort

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Damen und Herren

GastroSuisse, der grösste Branchenverband der Schweiz mit rund 20'000 Mitgliedern (Hotels, Restaurants, Cafés, Bars etc.) in allen Landesgegenden, organisiert in 26 Kantonalsektionen und vier Fachgruppen, nimmt im obengenannten Vernehmlassungsverfahren gerne wie folgt Stellung:

I. Allgemeine Würdigung

GastroSuisse befürwortet die Revision des Energiegesetzes und damit verbunden das Vorhaben, die Förderung der erneuerbaren Energien näher am Markt und wettbewerbler zu gestalten. Allerdings verlangt GastroSuisse, dass die Mittel insgesamt gesenkt und die Förderbeiträge verbindlich befristet werden, wie dies in der Energiestrategie 2050 vorgesehen ist. GastroSuisse teilt diesbezüglich die Haltung des Schweizerischen Gewerbeverbands sgV.

II. Vorgeschlagene Anpassungen am Entwurf

Das Festhalten am Netzzuschlag von 2.3 Rp./kWh. belastet das Gewerbe. Zwar wird der Netzzuschlag nicht weiter erhöht. Allerdings führt die Tatsache, dass Förder- und Investitionsgelder über eine längere Zeit aus dem Netzzuschlagsfonds ausbezahlt werden, zu zusätzlichen Kosten bei gastgewerblichen Betrieben.

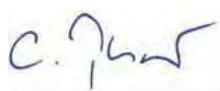
Aus diesem Grund lehnt GastroSuisse die folgenden Aspekte ab:

- die Verlängerung des Förderzeitraums über die in der Volksabstimmung vom Mai 2017 angenommenen Fristen hinaus, konkret bis 2035 statt 2030. Spätestens ab dem Jahr 2031 soll der Netzzuschlag entfallen.
- die gesonderte Förderung der Wasserkraft im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen. Eine Bevorteilung gegenüber anderen erneuerbaren Energien führt zu Marktverzerrungen.
- die Regelung zu den Projektierungsbeiträgen für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermieanlagen. Diesbezüglich teilen wir die Haltung des sgV, dass Erleichterungen in Form von tieferen Regulierungskosten aus marktwirtschaftlicher Sicht zielführender erscheinen.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, Stellung zur Revision des Energiegesetzes nehmen zu dürfen, und für die Berücksichtigung der Haltung von GastroSuisse.

Freundliche Grüsse

GastroSuisse



Casimir Platzer
Präsident



Daniel Borner
Direktor

GastroSuisse

Für Hotellerie und Restauration
Pour l'Hôtellerie et la Restauration
Per l'Albergheria e la Ristorazione

Wirtschaftspolitik
Blumenfeldstrasse 20 | 8046 Zürich
T +41 44 377 53 52 | F +41 44 377 55 82
wipo@gastrosuisse.ch | www.gastrosuisse.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
3003 Bern
per Email an: EnG@bfe.admin.ch

Ihre Ansprechperson:
Walter Müller
+41 (0)44 252 57 53
w.mueller@stromkunden.ch

Dokument:
SN_EnG_V4.docx

Zürich, 12. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren

Per Email vom 3. April 2020 haben Sie uns über die Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Energiegesetzes informiert. Die Mitglieder der Gruppe Grosser Stromkunden (GGG) bedanken sich für die Möglichkeit, Stellung nehmen zu können. Die GGG vereint die energiepolitischen Interessen ihrer Mitglieder und der Endverbraucher der Wirtschaft im Bereich des Strommarktes und der Stromversorgung. Die GGG engagiert sich für eine sichere Elektrizitätsversorgung und einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt. Sie repräsentiert mehr als 10% des Stromverbrauchs in der Schweiz.

Die Stellungnahme der GGG erfolgt in drei Teilen, diesem Schreiben hier, mit grundsätzlichen Feststellungen zur Vorlage und unseren Erwartungen an die Revision des Energiegesetzes, dem Anhang mit Grafiken zu verschiedenen, von Szenarien abhängenden monatlichen Elektrizitätsbilanzen und einer Synopse zu den Änderungen und unseren Anträgen und Bemerkungen im dritten Teil.

Generelle Einschätzung

1. Mit Wohlwollen stellen wir fest, dass der Bundesrat nach einem langen und wegen den Folgekosten weiterhin teuren Umweg über die kostendeckende Einspeisevergütung auf einen Weg eingeschwenkt ist, den die GGG und andere Stakeholder schon vor vielen Jahren propagiert hatten, nämlich einen wettbewerbsorientierten Ansatz bei der Förderung von erneuerbaren Energien. **Der Schritt zu einmaligen Investitionsbeiträgen und Auktionen bei PV-Anlagen ist in diesem Sinne eine Verbesserung. Das gleiche Vorgehen soll auch bei der Förderung der anderen Produktionstechnologien angewendet werden.**

2. Mit der vorgeschlagenen Revision des Energiegesetzes werden die bisherigen Richtwerte durch mutmasslich verbindlichere sog. Zielwerte ersetzt und für 2050 ergänzt. Da aber niemand zur Verantwortung gezogen wird, wenn die Vorgaben nicht erfüllt werden, ist die Umbenennung von Richtwerten in Zielwerte ohne grosse Relevanz. Es bezeugt lediglich den ungebrochenen Drang der Verwaltung zu planwirtschaftlicher Mikroregulierung. Wie bis anhin kann und wird der Bundesrat dem Parlament zusätzliche Massnahmen vorschlagen, wenn sich aufgrund des Monitorings des BFE abzeichnet, dass die Vorgaben nicht erreicht werden. **Antrag: Entweder keine konkreten Werte nennen oder sonst realistische Werte, die auf den Potenzialabschätzungen des BFE beruhen.**
3. Selbstverständlich positiv zu werten ist die Tatsache, dass der Zuschlag auf dem Übertragungsnetz nicht erhöht werden soll. Das ist allerdings ein fragiles Versprechen. Wie die nicht allzu weit zurückliegende Vergangenheit gezeigt hat, wachsen die Begehrlichkeiten für mehr Subventionen, sobald sich zeigen sollte, dass die nun im Gesetz als verbindlich erklärten Ziele nicht erreicht werden. Mit Art. 55 Abs. 3 ist der Weg für weitere Massnahmen und deren Kostenfolge bereits vorgespurt. **Eine weitere Erhöhung des Zuschlags auf dem Übertragungsnetzes lehnt die GGS auf jeden Fall ab.**
4. Der vorgeschlagene Ausbau der Förderung für die Wasserkraft und die Verlängerung der Förderung um fünf Jahre zementieren die Erwartungen der «Energiewirte» auf gesetzlich legitimierte Umverteilung von Endkunden zu Produzenten zur Absicherung der eigenen Rendite. Produzenten wollen partout kein unternehmerisches Risiko mehr eingehen, sondern dank grosszügigen Subventionen möglichst kurzfristig und «planungssicher» Gewinne realisieren. **Die GGS ist gegen eine Erweiterung des Subventionsregimes.**
5. Weiterhin nicht adressiert ist die Frage der kurz-, mittel- und langfristigen Speicherung der Überschüsse, die v.a. bei der geplanten und sich abzeichnenden starken Zunahme von Solarstrom relevant wird. Nicht adressiert ist auch die Frage, wie die im erläuternden Bericht mehrmals erwähnte Zunahme des Strombedarfs aufgrund der Elektrifizierung von Mobilität und Gebäuden gedeckt werden kann. **Die GGS fordert, dass von realistischen Annahmen ausgegangen wird.**
6. Für uns nicht sichtbar sind konkrete Fortschritte zur Sicherung der Versorgung im Winter bei wegfallender Kernenergie. Die Schlussfolgerung aus Grafik 5 im Anhang zu dieser Stellungnahme bestätigt einmal mehr, dass selbst bei plangerechter Umsetzung der verbindlichen Ziele aus der Vorlage und optimaler Ausrichtung der zugebauten Photovoltaik **die Integration der Schweiz in den europäischen Strom- und Gasmarkt für die Versorgungssicherheit und das Gelingen der Energiewende strategisch höchst wichtig ist.**
7. Dass Wirtschaftlichkeit und Eigenverantwortung kräftige Treiber für die Energiewende sein können, zeigen die seit kurzem möglichen Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch. Nicht Planwirtschaft und Zwang treiben den Strukturwandel voran, sondern die Möglichkeit, mit innovativen Modellen die dezentrale Stromversorgung im Sinne der Energiestrategie und für

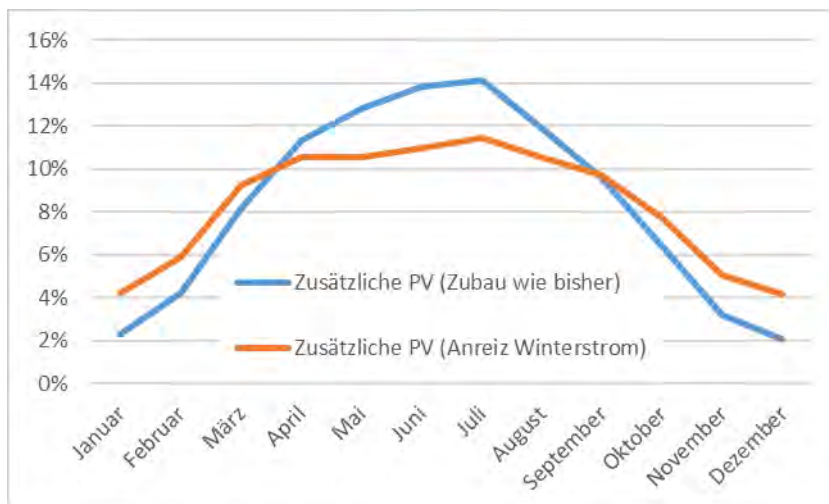
alle Beteiligten wirtschaftlich vorteilhaft umzusetzen. **Die Voraussetzung für quartierübergreifende dezentrale Stromversorgungen sind zu verbessern.**

8. Es ist ein schwacher Trost, dass der Bundesrat auch Eckwerte für die Revision des StromVG verabschiedet hat. Unter anderem will er endlich den Strommarkt vollständig öffnen und damit zumindest dieses Hindernis für ein Stromabkommen mit der EU aus dem Weg räumen. Man hätte sich gewünscht, dass die Ausdehnung des Subventionsregimes mit der Strommarktöffnung gekoppelt worden wäre. **Eine nochmalige Verschiebung der Strommarktöffnung darf nicht passieren!**
9. Die Erfahrung zeigt grosse Erfolge bei der Effizienzverbesserung, welche die Wirtschaft mit kleinen Anreizen bzw. ganz in Eigenverantwortung erbringt. **Der bewährte Pfad der Wirtschaftlichkeit und Freiwilligkeit der Massnahmen soll deshalb fortgesetzt werden.**

Erwartungen an die Revision des EnG

Gemäss erläuterndem Bericht soll bis zum Auslaufen der Förderung für Neuanlagen (2035) der Zubau ab 2022 jährlich 700MWp erreichen, so dass **2035 rund 13 TWh mit PV produziert** wird. Gemäss Zielwert für die Summe aller erneuerbaren Energien sollen es bis dann insgesamt mindestens 11'400 TWh sein. **Ein dermassen forciertes PV-Ausbau drängt sich aus unserer Sicht nicht auf, zumal Windenergie und Biomasse für dieses Ziel ja auch Beiträge leisten sollen.**

Bei der PV geht es nicht primär um die Maximierung der Jahresproduktion, weil dann ein Grossteil im Sommer produziert wird, wenn überall Überschüsse anfallen. Stattdessen sollen bevorzugt Anlagen gefördert werden, die ein ausgeglicheneres Produktionsprofil aufweisen, d.h. besser auf die Vormittags- und Nachmittagsproduktion und die Winterproduktion ausgerichtet sind.



Grafik 1: Aufteilung der Stromproduktion gemäss bisheriger Förderung (blau) und mit optimierter Ausrichtung der Paneele für Winterstromproduktion (rot) gemäss BFE-Studie Winterstrom Schweiz

In der «Studie Winterstrom Schweiz» (14. Aug. 2019, BFE / Basler & Hofmann) wird das Potenzial der PV für die Schweiz evaluiert. Auf das dort ausgewiesene Potenzial von 30 TWh braucht man hier nicht weiter einzugehen. Selbst bei einem solch massiven Ausbau würden primär die Produktionsüberschüsse im Sommer anwachsen, während der Importbedarf im Winter bestehen bliebe. **Eine Forderung, die wir aus der «Studie Winterstrom Schweiz» ableiten ist, dass jene PV-Anlagen bevorzugt gefördert werden sollen, die auf Winterstromproduktion optimiert sind.** Damit wird der Überschuss im Sommer kleiner und der Beitrag an die Versorgung im Winter grösser (vergleiche Grafik 3b & 4b im Anhang).

Bei den Zubauzielen für die Wasserkraft sind wir etwas perplex. Vom BFE wurde das Potenzial für die Wasserkraft 2019 neu evaluiert. Dabei kam heraus, dass dieses unter Einbezug von neuen Stauseen, die im Vorfeld von schmelzenden Gletschern gebaut werden können, etwa 2.3 TWh beträgt.

	2012 optimierte Nutzungsbedingungen	2019 optimierte Nutzungsbedingungen
Neue Grosswasserkraft (GWK)	1'430	1'380
Erneuerungen & Erweiterungen GWK	1'530	1'530
Kleinwasserkraft (Neu, Ern., Erw.)	1'600	770
Wegfall Kleinwasserkraft	0	-220
Restwasser	-1'400	-1'900
Total Wasserkraftpotenzial	3'160	1'560
Zubau von 1.1.2012 bis 1.1.2019	640	
Neue Gletscherseen	700	

Tabelle 1: Wasserkraftpotenzial gemäss BFE-Prognose 2012 und 2019

In Art. 2 Abs. 2 rev EnG werden Produktionsziele von 37.4 TWh bis 2035 und 38.6 TWh bis 2050 genannt. Der Mittelwert von 2000 – 2018 für die Produktion aus Wasserkraft nach Abzug von 2.6 TWh für Pumpspeicher beträgt 34.5 TWh (Datenquelle: BFE-Elektrizitätsstatistik) Demnach sollen gemäss Gesetzesvorlage bis 2035 knapp 3 TWh und bis 2050 gut 5 TWh zugebaut werden¹.

Wir sehen hier einen eklatanten Widerspruch zu den Potenzialstudien des BFE. Ob dieser Widerspruch mit der vorgeschlagenen Verdoppelung der Unterstützung (Abgabenerhöhung von 0.1 auf 0.2 Rp./kWh) für die Grosswasserkraft aus der Welt geschaffen werden kann, wagen wir zu

¹ Der klar höhere Bedarf der neuen Pumpspeicher Linth-Limmern und Nant de Drance ist in den 2.6 TWh für Pumpspeicher noch nicht adäquat repräsentiert, da diese Kraftwerke noch nicht lange in Betrieb sind bzw. erst ab 2020 ans Netz gehen. Der Bedarf für Speicherpumpen wird dann auf ca. 6 TWh steigen.

bezweifeln. Die uns bekannten zwei Speichersee-Grossprojekte von nationaler Bedeutung Trift (Sustenpass, KWO) und Chlus (Prättigau, Repower) sollen gemäss Angaben der Projektorganisationen 145 und 237 GWh produzieren. Es braucht also noch 10 – 20 Projekte in dieser Grösse, um die Ziele zu erreichen!

Die Zubauziele sollen realistisch sein! Auf jeden Fall sollen nur Projekte unterstützt werden, bei denen die Standortkantone bei den Wasserzinsen deutlich entgegenkommen.

Die Bevorzugung gewisser Anlagen, welche für sich alleine einen grossen Beitrag an die Erreichung der Ausbauziele leisten können und auch für den Ausbau der Winterproduktion von Bedeutung sind, ist aus unserer Sicht sachgerecht.

Fazit

- Die GGS befürwortet die Weiterentwicklung der Energieversorgung und hält die **Anbindung an den Energiebinnenmarkt der EU mit einem Stromabkommen** für ein strategisch zentrales Element der zukünftigen Versorgungssicherheit.
- Unklarheit herrscht bezüglich der Geschwindigkeit, mit welcher die PV-Kapazitäten ausgebaut werden sollen. **Es ist nicht erstrebenswert, wie im erläuternden Bericht propagiert, bis 2035 eine PV-Produktionskapazität von 13 TWh zu erreichen ohne die Speicherthematik anzugehen.**
- Ob 13 TWh PV bis 2035 zugebaut werden oder nicht, wichtig ist, dass **PV bevorzugt gefördert wird, die auf Winterstrom optimiert ist**. Das bedeutet allerdings auch, dass der im erläuternden Bericht propagierte Zubau von 700MWp nicht ausreichen wird, um bis 2035 eine PV-Produktion von 13 TWh zu erreichen. Ein wesentlicher Teil – fast die Hälfte – des Zuschlags auf dem Übertragungsnetz wird für die PV aufgewendet werden müssen.
- Unklar ist die Zielvorgabe für die Wasserkraft. Wir wünschen die **Offenlegung der Annahmen und eine Darlegung wie sich die Zielvorgabe im Energiegesetz mit der vom BFE 2019 evaluierten Potenzial vereinbaren lässt**.
- Werden die Zielwerte 2050 gemäss der Vorlage erreicht, steigt der Importbedarf im Winter von gegenwärtig rund 3.6 auf 4.4 TWh. Gleichzeitig steigt der Exportüberschuss im Sommer von 4.8 auf 8.5 TWh. Nicht eingerechnet ist eine allfällige Änderung beim Stromverbrauch (Effizienzverbesserungen, Strukturwandel bei der Industrie, Verbrauchszunahme infolge der Bevölkerungsentwicklung, Digitalisierung, Elektrifizierung des Privatverkehrs, Substitution von fossilen Heizungen mit Wärmepumpen, Verbreitung von Klimaanlage etc.). **Wir wünschen eine aktuelle Einschätzung über die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs.**
- Wenn man sich das gewagte Zubauszenarium bis 2035 von 13 TWh für die Photovoltaik und für die anderen erneuerbaren Energien bis 2050 vor Augen hält, stellt sich schon die Frage, wie das mit dem Versprechen des Bundesrates zu vereinbaren ist, dass der Zuschlag auf dem

Übertragungsnetz nicht erhöht werden soll. **Wir wünschen eine transparente Einschätzung der erwarteten Förderbeiträge, die den einzelnen Technologien zugutekommen sollen.**

Die GGS dankt für die Berücksichtigung unserer Anliegen und ist bereit, bei der Entwicklung der Lösungsvorschläge mit zu arbeiten.

Freundliche Grüsse

Andreas Münch
Präsident

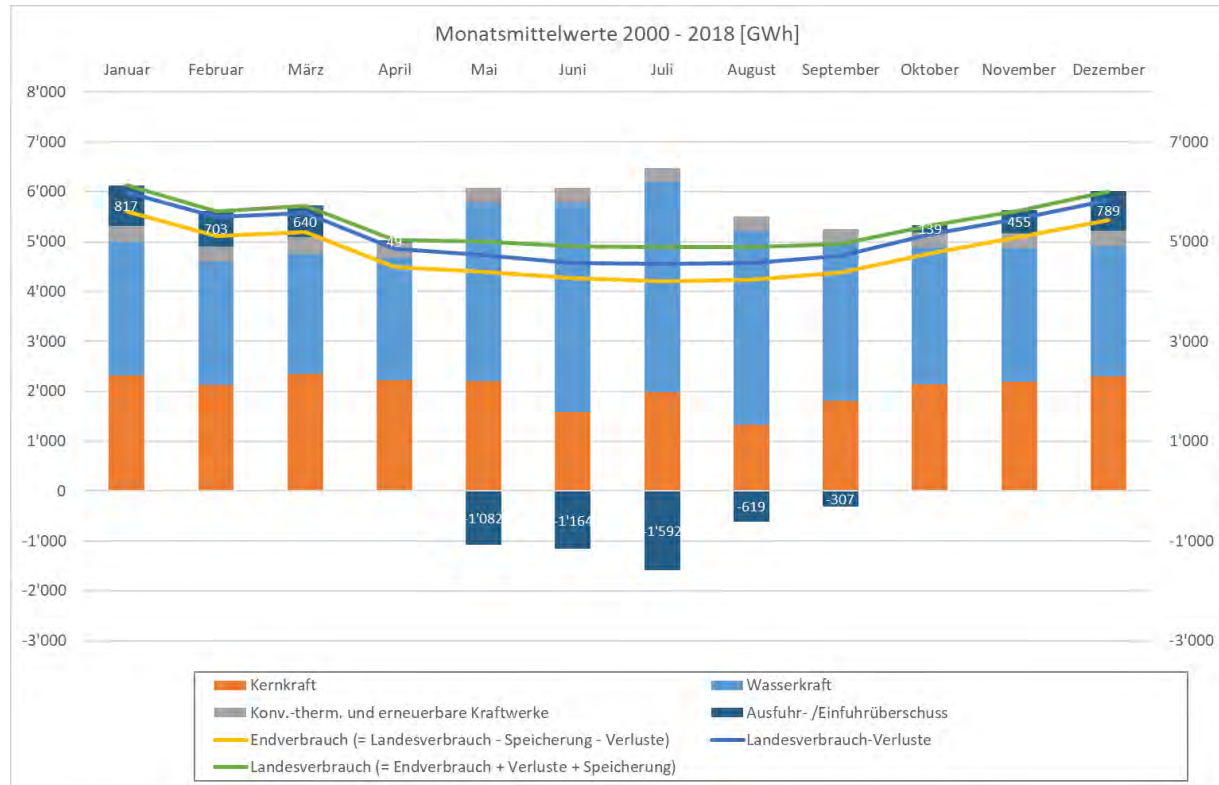
Walter Müller
Geschäftsführer

Anhänge erwähnt

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Anhang zur Stellungnahme der GGS

Ausgangslage



Grafik 1: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018; in Abweichung zur Usanz beim BFE ist der Landesverbrauch hier so eingesetzt, dass er die Pumpenergie für die Speicherung miteinschliesst. Somit entspricht der Saldo von Produktion $\pm$ Ein-/Ausfuhrüberschuss dem Landesverbrauch und dem physikalischen Erfordernis, dass Produktion $\pm$ grenzüberschreitender Austausch und Verbrauch übereinstimmen müssen – Datenquelle: Elektrizitätsstatistik BFE

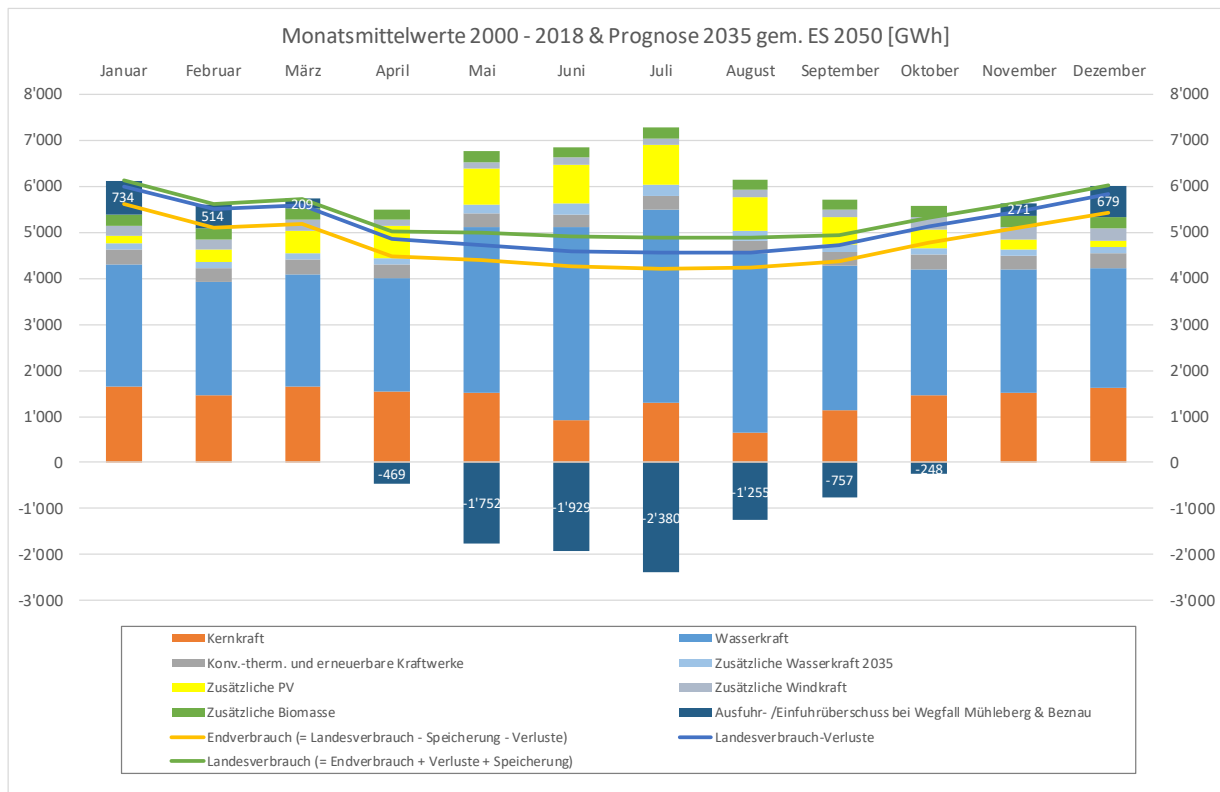
Kommentar:

Die monatliche Elektrizitätsbilanz zeigt auf eindrückliche Weise die Koppelung der Schweizer Stromversorgung mit dem grenzüberschreitenden Stromaustausch. Im Sommer kann überschüssige Produktion ins Ausland verkauft werden, im Winter ist die Schweiz von Importen aus den Nachbarländern abhängig (Aus- und Einfuhrüberschuss, dunkelblau).

Für eine stabile Versorgung muss der Landesverbrauch, der sich in der Grafik zusammensetzt aus dem Endverbrauch, dem Verbrauch der Speicherpumpen und den Übertragungsverlusten, immer genau so gross sein wie die gerade ins Netz eingespeiste Produktion.

Ausfuhrüberschuss (Mittelwert 2000-2018): -1'172 GWh

Winter: 3.6 TWh Import, Sommer: -4.8 TWh Export



Grafik 2: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018 und Prognose-Richtwerte gem. Energiestrategie 2050 für 2035

Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, EnG vom 01.01.2018, eigene Berechnungen

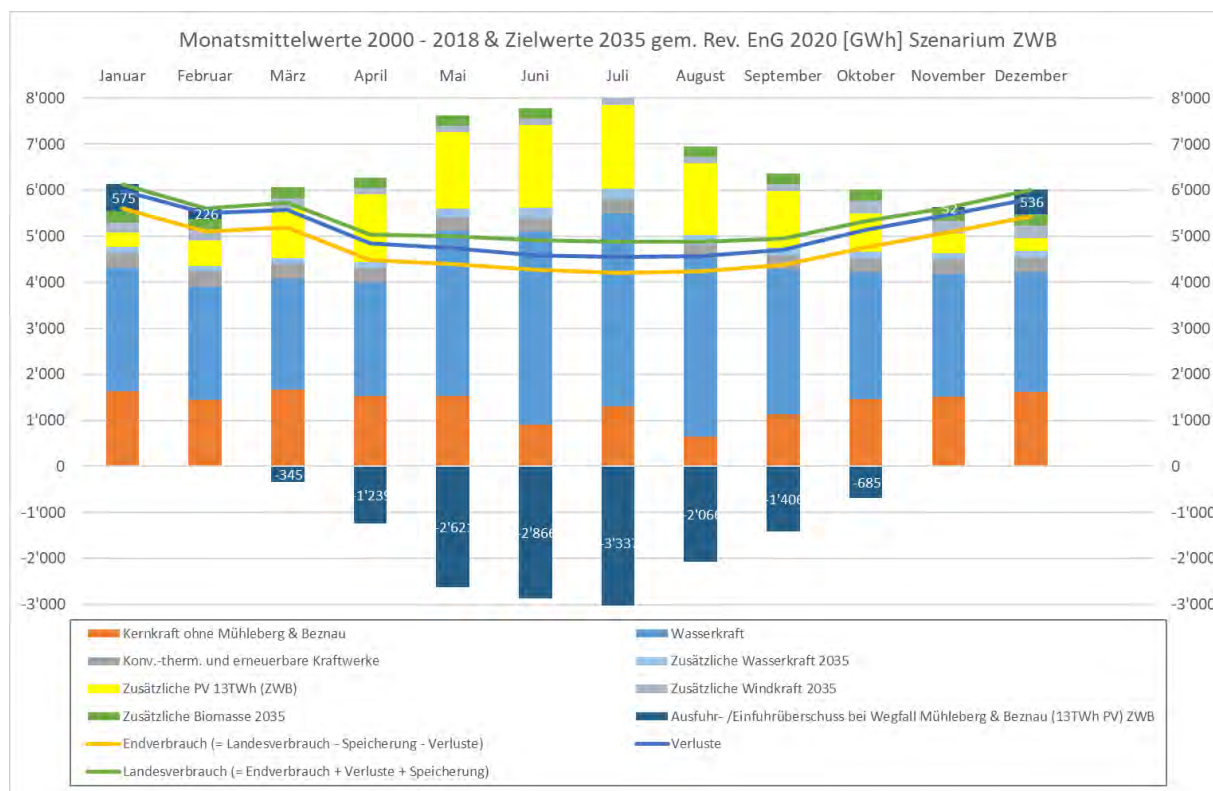
Kommentar:

Die Abschaltung der KKW Mühleberg und Beznau kann kompensiert werden, wenn die Richtwerte gem. Energiestrategie 2050 erreicht werden. Gegenüber der heutigen Situation gem. Grafik 1 resultiert ein etwas reduzierter Importbedarf im Winter. Im Sommer kann deutlich mehr exportiert werden – wenn auch in den Nachbarländern Überschüsse produziert werden. D.h. die geförderte Produktion aus neuen erneuerbaren Energien verpufft weitgehend, falls sie nicht für die Wintermonate gespeichert¹ werden kann.

Ausfuhrüberschuss: -6'383 GWh

Winter: 2.4 TWh Import, Sommer: -8.8 TWh Export

¹ Bei der in diesem Zusammenhang gerne diskutierten Gas-Synthese (Power to Gas – P2G) zur Speicherung von überschüssigem Strom geht ca. 50% der Energie verloren. Bei der Rückverstromung ist es nochmals etwa gleich viel. D.h. der Gesamtwirkungsgrad liegt mit der gegenwärtig verfügbaren Technologie bei 25 - 30%. Aus diesem Grund ist die Umwandlung von elektrischer Energie zu chemisch im Gas gebundener Energie und wieder zurück die letzte und ökonomisch unwirtschaftlichste Option, die nur in Frage kommt, wenn man mit dem Gas nichts gescheiteres anfangen kann – z.B. CO₂-freien synthetischen Treibstoff herstellen oder als Prozessgas in der Industrie verwenden.



*Grafik 3a: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018 und Zielwerte 2035 gem. Revision EnG 2020 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht (Szenarium Zubau wie bisher)
Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, eigene Berechnungen*

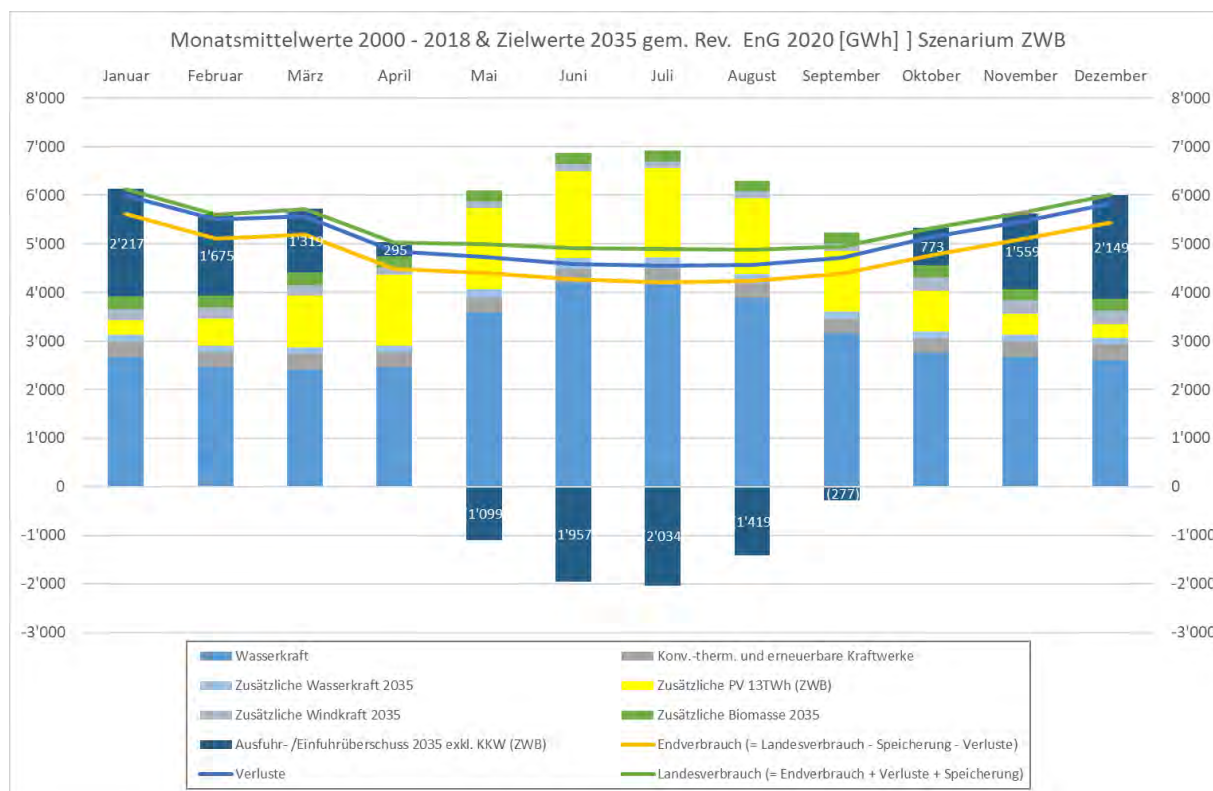
Kommentar:

Die im erläuternden Bericht zur Revision EnG 2020 skizzierte forcierte Förderung von PV (+ 13 TWh bis 2035) führt zu einer Stromschwemme im Sommer und reduziert die Importabhängigkeit im Winter, solange die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt am Netz bleiben. Der PV-Zubau folgt der monatlichen Produktionsverteilung des Szenariums «Zubau wie bisher – ZWB» aus der «Studie Winterstrom Schweiz» (14. Aug. 2019, BFE / Basler & Hofmann). Ein PV-Zubau von 13 TWh bis 2035 drängt sich nicht auf, v.a. wenn die Paneele nicht für Winterstrom optimiert ausgerichtet werden.

Ausfuhrüberschuss: -13'176 GWh

Winter: 1.4 TWh Import, Sommer: -14.5 TWh Export

Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **300 Mio. CHF für 700MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.



Grafik 3b: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018, **ohne Kernkraft**, Zielwerte 2035 gem. Revision EnG 2020 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht (Szenarium Zubau Wie Bisher)

Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, eigene Berechnungen

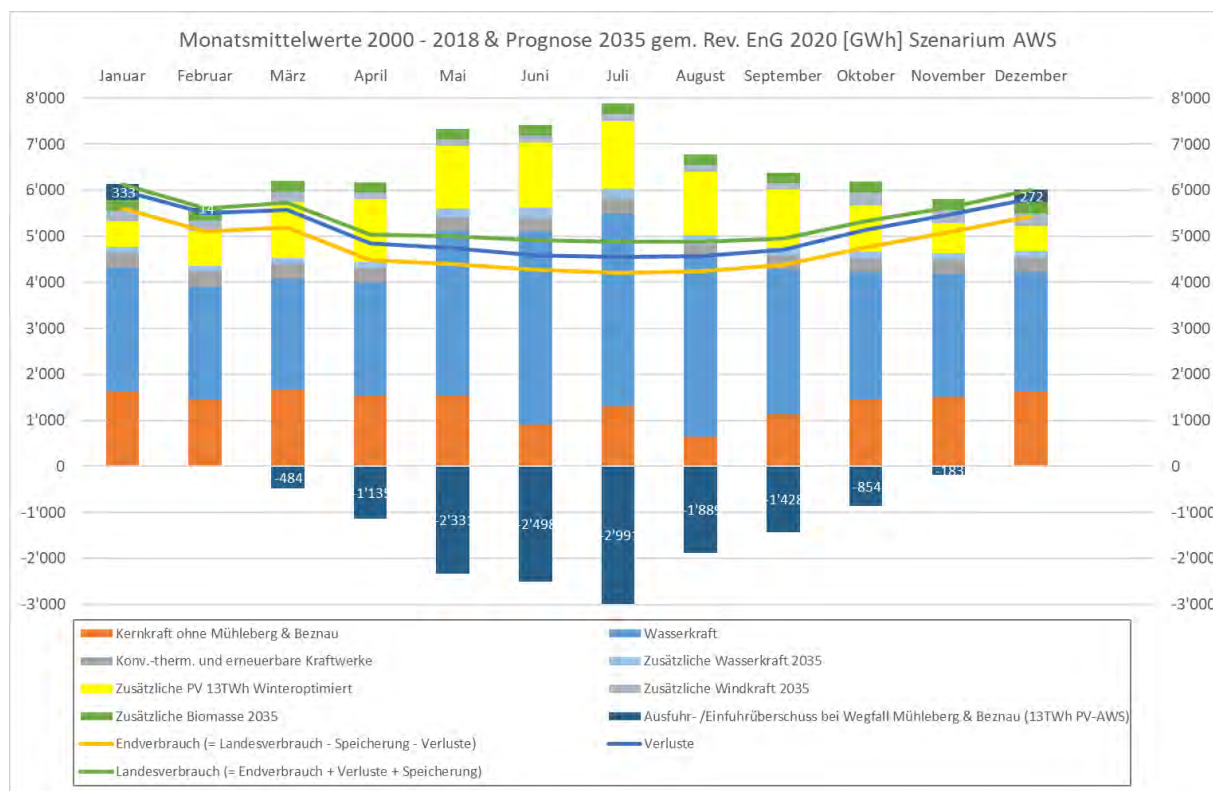
Kommentar:

Gegenüber der Grafik 3a kehrt die Situation mit dem Wegfall der Kernenergie recht deutlich. Im Sommer kann nach wie vor aufgrund starker PV-Produktion viel exportiert werden, während im Winter der Importbedarf auf beinahe 10 TWh steigt. Es ist zu befürchten, dass der überschüssige Sommerstrom bei sehr tiefen Spotmarktpreisen verkauft werden muss, da auch in den Nachbarländern PV-Überschüsse anfallen werden. Eine optimierte Ausrichtung der Paneele auf Winterproduktion würde sowohl den Importbedarf im Winter wie auch den Exportüberschuss im Sommer um 1.3 TWh reduzieren (vergl. Grafik 4b). Allerdings muss für 13TWh Produktion die winterstromoptimierte Paneelfläche grösser sein, was entsprechend höhere Kosten verursacht bzw. mehr Investitionsbeiträge erfordert.

Importbedarf: 3'201 GWh

Winter: 9.7 TWh Import, Sommer: -6.5 TWh Export

Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **300 Mio. CHF für 700MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.



Grafik 4a: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018 und Zielwerte gem. Revision EnG 2020 für 2035 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht über mit optimierter Ausrichtung der Paneele für Winterstromproduktion (Szenarium Anreiz Winterstrom)
 Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, BFE-Studie Winterstrom Schweiz, eigene Berechnungen

Kommentar:

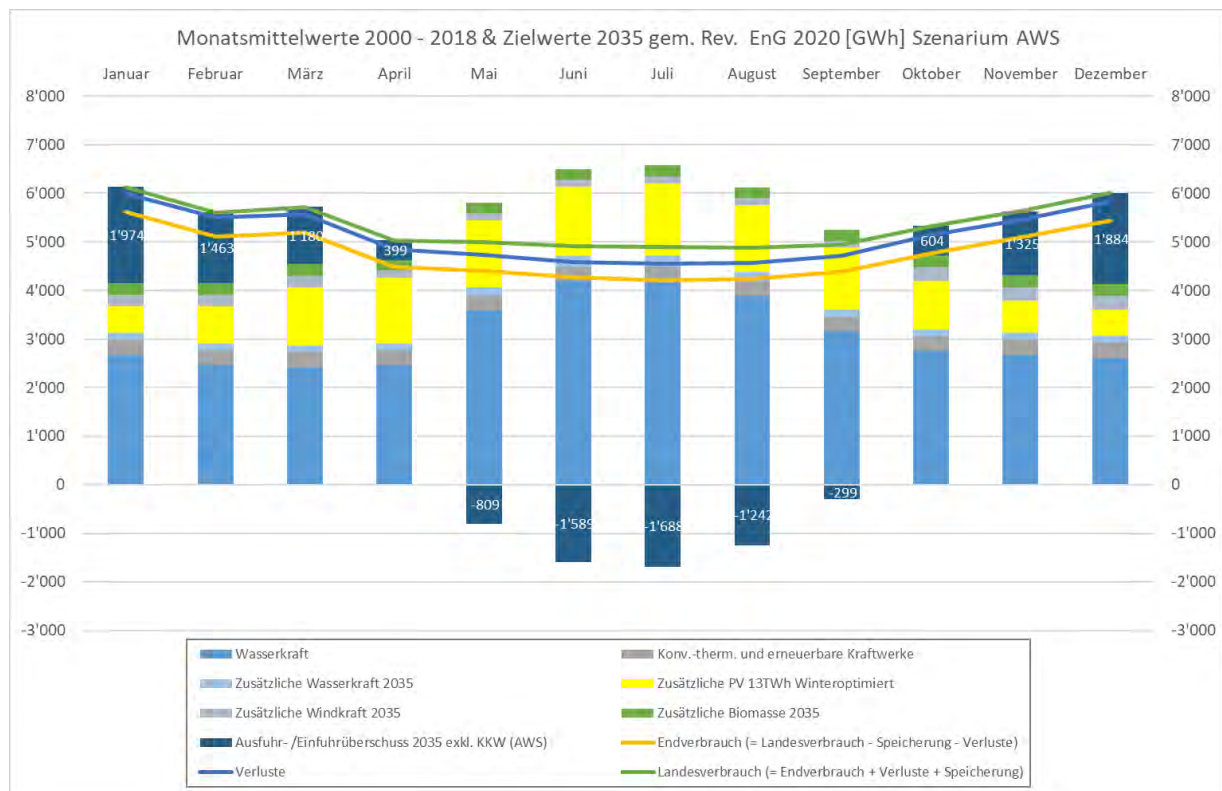
Die in im erläuternden Bericht zur Revision EnG 2020 skizzierte forcierte Förderung von PV (+ 13 TWh bis 2035) wird gemäss «Studie Winterstrom Schweiz» (14. Aug. 2019, BFE / Basler & Hofmann) besser auf Winterproduktion ausgerichtet (Anreiz Winterstrom – AWS). Insgesamt bleibt der Überschuss derselbe wie in Grafik 3a, aber sowohl der Importbedarf im Winter wie der Überschuss im Sommer werden geringer.

Wie im Kommentar zu Grafik 3a gesagt, drängt sich ein forciertes PV-Zubau nicht auf. **Eine Bevorzugung von Anlagen, die v.a. Winterstrom produzieren ist aber eine strategisch kluge und erstrebenswerte Entscheidung.**

Ausfuhrüberschuss: -13'176 GWh

Winter: 0.6 TWh Import, Sommer: -13.8 TWh Export

Da die Paneele in diesem Szenarium nicht auf den maximalen Jahresertrag, sondern auf einen optimierten Winterertrag ausgerichtet werden, müssen für die Produktion von 13 TWh entweder mehr Paneelflächen installiert oder teurere Unterbauten realisiert werden. Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **368 Mio. CHF für 875MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.



Grafik 4b: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018, *ohne Kernkraft*, mit Zielwerten gem. Revision EnG 2020 für 2035 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht, mit optimierter Ausrichtung der Paneele für Winterstromproduktion (Anreiz Winterstrom – AWS)
 Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, BFE-Studie Winterstrom Schweiz, eigene Berechnungen

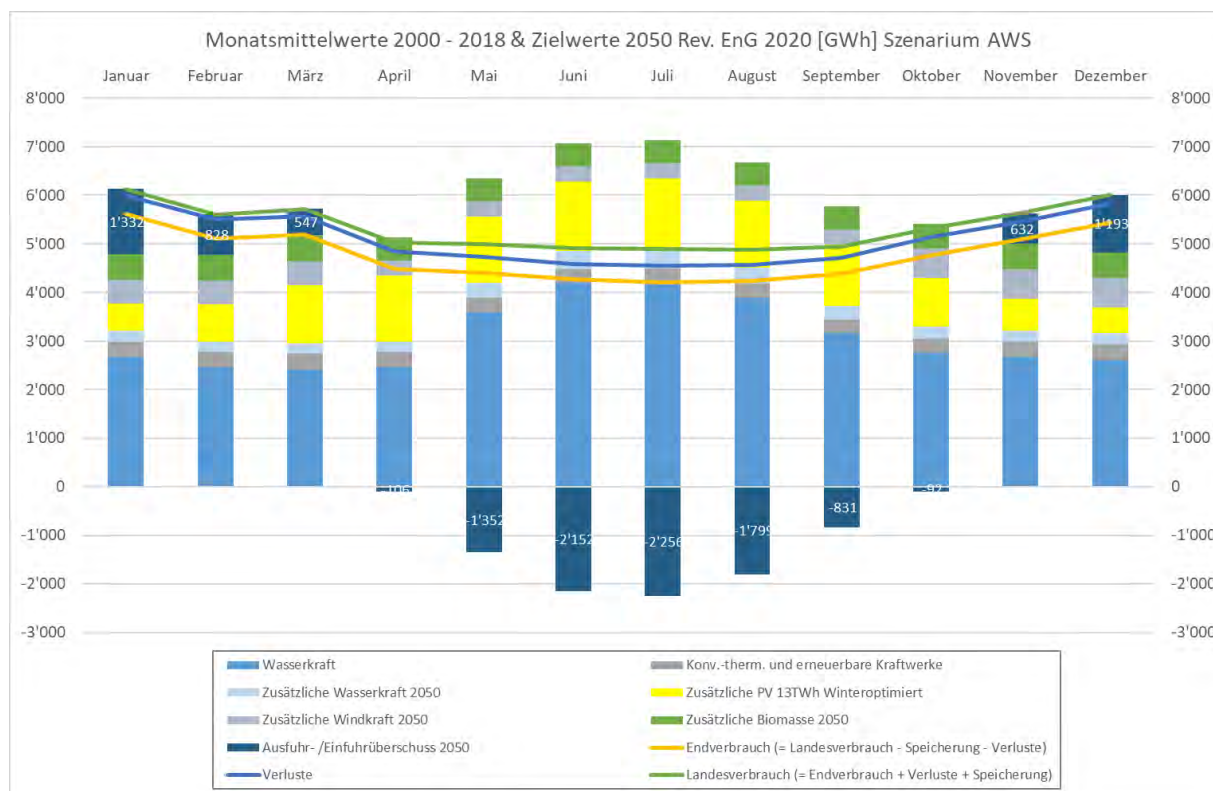
Kommentar:

Dargestellt ist die Situation nachdem die Kernenergie in der Schweiz stillgelegt wurde. Die in im erläuternden Bericht zur Revision EnG 2020 skizzierte forcierte Förderung von PV (+ 13 TWh bis 2035) wird gemäss «Studie Winterstrom Schweiz» (14. Aug. 2019, BFE / Basler & Hofmann) besser auf Winterproduktion ausgerichtet (Anreiz Winterstrom – AWS). Sobald die Kernenergie wegfällt resultiert trotz der Winteroptimierung der PV-Produktion ein substanzieller Importbedarf im Winter (8.4 TWh). Gegenüber heute resultiert ein klar höherer Überschuss im Sommer (5.2 TWh).

Importbedarf: 3'201 GWh

Winter: 8.4 TWh Import, Sommer: -5.2 TWh Export

Da die Paneele in diesem Szenarium nicht auf den maximalen Jahresertrag, sondern auf einen optimierten Winterertrag ausgerichtet werden, müssen für die Produktion von 13 TWh entweder mehr Paneelflächen installiert oder teurere Unterbauten realisiert werden. Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **368 Mio. CHF für 875MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.



Grafik 5: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz 2050; Mittelwerte 2000-2018, mit Zielwerten gem. Revision EnG 2020 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht, mit optimierter Ausrichtung der Paneele für Winterstromproduktion

Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, BFE-Studie Winterstrom Schweiz, eigene Berechnungen

Kommentar:

Dargestellt ist die Situation nachdem in der Schweiz bei der Produktion aus Biomasse und Windkraft die Zielwerte 2050 erreicht werden (zusätzlich gegenüber heute insgesamt 24,2 TWh aus PV + Windkraft + Biomasse gem. Art.1 Abs 2 Rev. EnG). Die im erläuternden Bericht zur Revision EnG 2020 skizzierte forcierte Förderung von PV (+ 13 TWh bis 2035) ist gemäss «Studie Winterstrom Schweiz» (14. Aug. 2019, BFE / Basler & Hofmann) auf Winterproduktion ausgerichtet. Es resultiert nach wie vor ein substanzieller Importbedarf im Winter (4.4 TWh), bei gleichzeitigem Überschuss im Sommer (8.5 TWh). Durch Zwischenlager für Biomasse könnte das Winterdefizit etwas verkleinert werden. Die monatliche Aufteilung von Windkraft und Biomasse entspricht der prozentualen Aufteilung der Produktionswerte aus der KEV-Statistik.

Ausfuhrüberschuss: -4'056 GWh

Winter: 4.4 TWh Import, Sommer: -8.5 TWh Export

Da die Paneele in diesem Szenarium nicht auf den maximalen Jahresertrag, sondern auf einen optimierten Winterertrag ausgerichtet werden, muss für die Produktion von 13 TWh mehr Paneelfläche installiert werden. Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **368 Mio. CHF für 875MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.

Eine Energiepolitik, die auf das Szenarium in Grafik 5 ausgerichtet ist, impliziert eine starke internationale Vernetzung, weil die Überschüsse nicht immer dort verwendet werden können, wo sie anfallen und der Energiebedarf im Winter kaum aus Sommerüberschüssen der Solarenergie gedeckt werden kann.

Legt man beispielsweise den Gesamtwirkungsgrad der Power to gas to power Technologie von 25 - 30% zugrunde, so steht einem Importbedarf von als 4.4 TWh im Winter eine Überschussproduktion im Sommer von mehr als 8.5 TWh gegenüber, die allerdings durch den zweimaligen Umwandlungsverlust auf rund 2.5 TWh reduziert wird. So bliebe im Winter netto ein Importbedarf von 2 TWh. Im Durchschnitt der Wintermonate der Jahre 2000-2018 waren es 3.5 TWh.

Wie in der Fussnote auf S. 2 dargelegt, ist die Umwandlung von elektrischer Energie zu chemisch im Gas gebundener Energie und die spätere Rückverstromung die letzte und ökonomisch unwirtschaftlichste Option, die nur in Frage kommt, wenn man mit dem Gas nichts gescheiteres anfangen kann – z.B. CO₂-freien synthetischen Treibstoff herstellen oder als Prozessgas in der Industrie verwenden.

Die Darstellung in Grafik 5 impliziert auch, dass die PV-Paneele nicht auf den maximalen Jahresertrag, sondern auf einen optimierten Winterertrag ausgerichtet werden. Deshalb muss für die Produktion der im erl. Bericht propagierten 13 TWh pro Jahr mehr als die 700MWp Paneelfläche installiert werden oder die Paneele müssen auf teureren Unterbauten montiert werden. Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund 368 Mio. CHF für 875MWp Zubau pro Jahr aufgewendet werden. Ein Zubau von 700MWp wie im erläuternden Bericht dargestellt, reicht nicht um bis zum Auslaufen der Investitionsbeiträge (2035) die erforderliche Kapazität zu installieren.

Eine ebenbürtige Integration der Schweiz in den Strombinnenmarkt der EU erleichtert einen intensiveren Austausch mit den Nachbarländern. Das ist insbesondere für die Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraft eine Möglichkeit, ihre Flexibilität am Spotmarkt gewinnbringend einzusetzen. In der Schweiz sollte das Potenzial bestehender Speicherseen durch Pumpspeicherung erweitert werden, weil die Volatilität am Spotmarkt voraussichtlich stark zunehmen wird. Die zu erwartende sommerliche Mittags-Stromschwemme wird die Preise zeitweise sehr tief drücken, so dass für wenig Geld gepumpt werden kann. Produziert wird dann während in den teureren Morgen- und Abendstunden und für den Regelenenergiemarkt.

Pumpspeicher werden politisch gewollt gegenüber dezentralen Batteriespeichern privilegiert, weil sie für den Strombezug kein Netzentgelt bezahlen müssen.

Vernehmlassung Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)				
		Bisheriges Recht	Entwurf EnG Vernehmlassungsvorlage	Anträge der GGS, Kommentare und Begründungen
1. Kapitel:			Zweck, Richtwerte und Grundsätze	
Art.	Abs.	Bst.		
2		Richtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien	Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien	
	1	Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4400 GWh und im Jahr 2035 bei mindestens 11 400 GWh liegt.	Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 11 400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 24 200 GWh zu betragen.	neu: sog. Zielwerte, jetzt auch für 2050 falls nicht erreichbar, schlägt Bundesrat gem. Art 55 dem Parlament weitere Massnahmen vor. Damit wird das Versprechen, den Netzzuschlag nicht zu erhöhen, bereits relativiert.
	2	Bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37 400 GWh liegt. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Richtwerten enthalten.	Die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft hat im Jahr 2035 mindestens 37 400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 38 600 GWh zu betragen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Werten enthalten.	neu: Zielwert für 2050 - <i>Das BFE weist 2019 ein Ausbaupotenzial für Wasserkraft von 2.3 TWh aus. Bis 2035 müssten aber ohne Berücksichtigung des Mehrbedarfs der Pumpspeicher knapp 3 TWh und bis 2050 über 5 TWh zugebaut werden. Siehe Kommentare in Stellungnahme der GGS.</i> Antrag: Entweder keine konkreten Werte nennen oder sonst realistische Werte, die auf den Potenzialabschätzungen des BFE beruhen.
25a			Auktionen für die Einmalvergütung	
	3		Der Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung ist das Hauptkriterium für den Zuschlag. Der Bundesrat kann weitere Kriterien vorsehen.	Das Kriterium "Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung" begünstigt implizit Anlagen, die auf maximale Produktion im Sommer ausgelegt sind, weil Anlagen mit derselben Leistung weniger produzieren, wenn sie auf Morgen- oder Abendstunden bzw. auf Winterstrom optimiert sind. Der Bundesrat kann weitere Kriterien vorsehen. Antrag: Der Bundesrat bevorzugt Anlagen, die am Morgen und am Abend sowie in den Wintermonaten ertragreich sind.
26		Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen	Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen	
	1	Der Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe b wird im Einzelfall bestimmt. Er beträgt für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW höchstens 40 Prozent.	Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:	OK
	neu	d.		Antrag: Für Anlagen ab einer bestimmten Leistung kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird.
neu	8			Antrag: Anlagen, die nach diesem Gesetz einen Investitionsbeitrag erhalten, sind für eine bestimmte Dauer von der Entrichtung von Wasserzinsen befreit. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

27			Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen	Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen	
	neu			neu	<u>Antrag: Für Anlagen ab einer bestimmten Leistung kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird.</u>
27a				Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen	
	neu			neu	<u>Antrag: Für Anlagen ab einer bestimmten Leistung kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird.</u>

auto-schweiz, Wölflistrasse 5, CH-3006 Bern

Frau Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga
Vorsteherin des Eidgenössischen Departements für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Elektronischer Versand: EnG@bfe.admin.ch

Bern, 10. Juli 2020 / FL / BNA

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)
Stellungnahme von auto-schweiz, Vereinigung Schweizer Automobil-Importeure

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Sommaruga
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Gelegenheit, zu dem im Titel genannten Thema wie folgt Stellung nehmen zu dürfen:

Allgemeine Bemerkungen

Diese Revision betrifft Investitionsbeiträge für erneuerbare Stromproduktionsanlagen und die Anpassung der Energieetikette für Anlagen, Fahrzeuge und Geräte. auto-schweiz unterstützt grundsätzlich die Dekarbonisierung der Mobilität, welche viel Strom benötigen wird. Das Energiegesetz muss es möglich machen, dass effiziente Massnahmen einfach, unkompliziert und ohne zusätzlichen Verwaltungsaufwand umgesetzt werden können.

Detaillierte Bemerkungen

Investitionsbeiträge für erneuerbare Stromproduktion (Art. 1 bis 38)

Der Bundesrat verfolgt ambitionierte Klimaziele für die Schweiz. Die Revision des Energiegesetzes soll hier die notwendigen Grundlagen schaffen. Zentral dabei ist die Sicherstellung der Energieversorgung in der Schweiz, welche in genügend grossem Ausmass die Stromproduktion für die angestrebte Dekarbonisierung der Mobilität sicherstellt.

Da eine für die Mobilität genutzte Kilowattstunde (kWh) eine grössere CO₂-Reduktion als eine in das Schweizer Stromnetz eingespeiste kWh bewirkt, muss die Revision auch die Bedürfnisse berücksichtigen, die sich aus der Dekarbonisierung der Mobilität ergeben (Elektromobilität, Ladestationen, Wasserstoff, Power-to-Gas, synthetische Treibstoffe).

Die Unterstützung durch weitere, nicht finanzielle Massnahmen muss dabei ebenfalls geprüft werden, etwa betreffend die Raumplanung, das Baurecht und die Bereitstellung von Flächen für entsprechende Anlagen zur Stromgewinnung.

Anpassung der Energieetikette (Art. 44 Abs. 1)

Die Ausdehnung der Bestimmungen betreffend die Kundeninformationen über die Emissionen von serienmässig hergestellten Fahrzeugen sowie für deren serienmässig hergestellte Bestandteile lehnt auto-schweiz deutlich ab.

Die vorgeschlagene Anpassung könnte kontraproduktiv sein:

- Einerseits ziehen viele Kantone die Energieetikette für die Besteuerung der Fahrzeuge heran. Die Energieetikette muss sich deshalb auf die Information über die Energieeffizienz und die Emissionen für die Kunden konzentrieren. Sonst werden möglicherweise Hybridmotorisierungen und reine Elektrofahrzeuge benachteiligt, was der Erreichung der CO₂-Zielwerte für neue Personenwagen diametral zuwiderlaufen würde.
- Andererseits bringt diese Information keinen Mehrwert. Zu viel Information bringt nichts und hilft dem Kunden nicht. Wir haben keinen Beweis oder keine Studie gefunden, welche zeigen würde, dass die Aufzeigung der Lebenszykluskosten die Fahrzeug-Wahl der Kunden deutlich beeinflussen könnte.

Zuletzt erzeugen die hier vorgeschlagenen Massnahmen im Hintergrund ein Unmass an Bürokratie. Informationen über die Lebenszykluskosten von entsprechenden Fahrzeugen sind vielerorts nicht vollkommen nachvollziehbar. Es gilt sich hier deshalb an den bestehenden europäischen oder internationalen Vorgaben zu orientieren, damit die Sammlung der Daten nicht spezifisch für die Schweiz gemacht werden muss. Ein spezielles System für die Schweiz, wie es hier angedacht ist, schafft unnötige Mehrkosten und verteuert entsprechende Fahrzeuge ohne einen wesentlichen Mehrwert für die Energieeffizienz.

Abschliessende Bemerkungen

Die Kohärenz der Instrumente im Bereich der Energie- und der Klimapolitik ist sehr wichtig, damit die staatlichen Massnahmen keine falschen oder kontraproduktiven Effekte schaffen. In diesem Sinne lehnen wir die Anpassung der Energieetikette ab.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
auto-schweiz



François Launaz
Präsident



Andreas Burgener
Direktor

Frau Bundesrätin Simonetta Sommaruga
Vorsteherin des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie
und Kommunikation (UVEK)

CH-3003 Bern

Elektronischer Versand: EnG@bfe.admin.ch

Bern, den 8. Juli 2020

Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Stellungnahme von strasseschweiz – Verband des Strassenverkehrs (FRS)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Gelegenheit, zu dem im Titel genannten Thema wie folgt Stellung nehmen zu dürfen:

Allgemeine Bemerkungen

Diese Revision betrifft Investitionsbeiträge für erneuerbare Stromproduktionsanlagen und die Anpassung der Energieetikette für Anlagen, Fahrzeuge und Geräte. strasseschweiz unterstützt grundsätzlich die Dekarbonisierung der Mobilität, welche viel Strom brauchen wird. Das Energiegesetz muss es möglich machen, dass effiziente Massnahmen einfach, unkompliziert und ohne zusätzlichen Verwaltungsaufwand umgesetzt werden können.

Detaillierte Bemerkungen

Investitionsbeiträge für erneuerbare Stromproduktion (Art. 1 bis 38)

Der Bundesrat verfolgt ambitionierte Klimaziele für die Schweiz. Die Revision des Energiegesetzes soll hier die notwendigen Grundlagen schaffen. Zentral dabei ist die Sicherstellung der Energieversorgung in der Schweiz, welche in genügend grossem Ausmass die Stromproduktion für die angestrebte Dekarbonisierung der Mobilität garantieren muss.

Da eine für die Mobilität genutzte Energieeinheit (KWh) eine grössere CO₂-Reduktion als eine in den Schweizer Strommix eingespeiste Energieeinheit (KWh) bewirkt, muss die Revision auch die zusätzliche Stromnachfrage berücksichtigen, die sich aus der Dekarbonisierung der Mobilität ergeben (Elektromobilität, Ladestation, Wasserstoff, Power-to-Gas, synthetische Treibstoffe, Investitionsbeiträge für alternative Antriebsformen).

Die Unterstützung durch weitere, nicht finanzielle, Massnahmen muss auch überprüft werden, wie beispielsweise betreffend die Raumplanung, das Baurecht und die Bereitstellung von Flächen für solchen Anlagen.

Anpassung der Energieetikette (Art. 44 Abs. 1)

Die Ausdehnung der Bestimmungen betreffend die Kundeninformationen über die Emissionen von serienmässig hergestellten Fahrzeugen sowie für deren serienmässig hergestellten Bestandteile lehnt strasseschweiz deutlich ab.

Informationen über die Lebenszykluskosten von Fahrzeugen sind vielerorts nicht vollkommen nachvollziehbar. Die hier vorgeschlagenen Massnahmen erzeugen im Hintergrund eine überbordende Bürokratie. Es gilt sich hier deshalb an den bestehenden europäischen oder internationalen Vorgaben zu orientieren, damit die Sammlung der Daten nicht spezifisch für die Schweiz gemacht werden muss. Ein spezifisches System für die Schweiz, wie es hier angedacht ist, schafft unnötige Mehrkosten und verteuert entsprechend die umweltfreundlicheren Neuwagen ohne einen wesentlichen Mehrwert für die Energieeffizienz.

Die vorgeschlagene Anpassung könnte kontraproduktiv sein. Es besteht die Gefahr, dass hybride und reine Elektrofahrzeuge benachteiligt werden, was der Erreichung der CO₂-Zielwerte diametral zuwiderlaufen würde.

Die Energieetikette muss sich auf die Informationen über die Energieeffizienz und die Emissionen konzentrieren. Zu viel unterschiedliche Informationen könnten für die Kunden verwirrend sein. Zuletzt schafft die Energieetikette direkt finanzielle Anreize, da viele Kantone die Energieetikette für die kantonalen Besteuerung der Fahrzeuge heranziehen.

Abschliessende Bemerkungen

Die Kohärenz der Instrumente im Bereich der Energie- und der Klimapolitik ist sehr wichtig, damit die verschiedenen staatlichen Massnahmen (Bund, Kantone, Gemeinde) keine falsche oder kontraproduktive Effekte schaffen.

Freundliche Grüsse

strasseschweiz – Verband des Strassenverkehrs FRS



Daniel Hofer
Präsident



Olivier Fantino
Geschäftsführer



Touring Club Suisse
Chemin de Blandonnet 4
Case postale 820
1214 Vernier GE
www.tcs.ch

Peter Goetschi
Président central
Tél. +41 58 827 34 07
Fax +41 58 827 50 26
peter.goetschi@tcs.ch

Touring Club Suisse, Case postale 820, 1214 Vernier GE

Madame la Présidente
Simonetta Sommaruga
Office fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC
Office fédéral de l'énergie (OFEN)
Division Efficacité énergétique et énergies renouvelables
3003 Berne

Envoi électronique : EnG@bfe.admin.ch

Vernier/Genève, le 12 juillet 2020

Procédure de consultation : Révision de la loi sur l'énergie (mesures d'encouragement à partir de 2023)

Madame la Présidente,
Mesdames, Messieurs,

Le Touring Club Suisse (TCS), organisation de consommateurs active dans le domaine de la mobilité, vous remercie pour la possibilité donnée de se prononcer sur le projet fédéral susmentionné et vous prie de trouver ci-après sa prise de position.

Prise de position

Remarques générales

Ayant défendu les objectifs et la première phase (mesures d'encouragement en faveur de l'efficacité énergétique) de la Stratégie Energétique 2050, le TCS soutient, de manière générale, les mesures et les initiatives qui favorisent la sécurité de l'approvisionnement énergétique et la promotion des énergies renouvelables. Le TCS s'est, cependant, toujours fermement opposé à l'introduction de taxes incitatives.

Des efforts doivent être consentis par tous les acteurs afin d'assurer et d'accroître la production d'énergie renouvelable pour atteindre l'objectif de zéro émission de gaz à effet de serre d'ici 2050. Le secteur de la

mobilité peut contribuer sensiblement à la décarbonisation, notamment par l'électrification du parc automobile suisse. Même si le nombre de voitures dotées de modes de propulsions alternatifs ne cesse de croître, les véhicules avec moteur à combustion (essence et diesel) représentaient encore le 97% du parc automobile suisse en 2019 (contre 2,3% de véhicules hybrides et 0,7% de véhicules purement électriques). La marge de progression vers la décarbonisation est donc très importante du côté de la mobilité et il faut ainsi tout mettre en œuvre pour permettre une diminution des émissions de CO₂ grâce à la promotion de l'électrification des véhicules.

Cette amélioration des conditions-cadres de la mobilité électrique doit pouvoir s'appuyer sur la garantie d'une production d'électricité par le biais d'énergies renouvelables. .

Rejet d'objectifs intermédiaires contraignants dans la promotion des énergies renouvelables (Art. 2, al. 1 et 2)

Le TCS rejette par contre l'introduction d'objectifs intermédiaires contraignants à long terme (2035) pour la production d'électricité issue des énergies renouvelables dans la nouvelle proposition de loi sur l'énergie. Le TCS est d'avis qu'il est préférable de remplacer ces objectifs contraignants par des valeurs indicatives.

Pour proposer une stratégie, il est important de connaître tous les paramètres (contexte international, contexte économique...). Cependant, il n'est pas possible de s'appuyer sur des scénarios et des estimations fiables sur un si long terme. Des objectifs linéaires pourraient avoir de graves conséquences sur l'attractivité et la compétitivité économique de notre pays, ainsi que sur le bien-être de la population.

La situation actuelle, liée au coronavirus, est à cet égard exemplaire ; elle nous démontre que des facteurs non contrôlables peuvent créer un climat d'incertitude tant au niveau économique que sociétal, et ainsi remettre en question temporairement certaines stratégies adoptées. Une telle situation peut se reproduire à tout moment. Pour cette raison, il est important, sur le long terme (2035) d'introduire des valeurs indicatives, mais non contraignantes.

Modification de l'étiquette-énergie pour les véhicules (Art. 44, al. 1)

Le TCS soutient globalement la mise à jour de l'étiquette-énergie qui a pour objectif une meilleure information des consommateurs. Les consommateurs doivent pouvoir disposer d'une information transparente, qui doit évoluer avec l'introduction de nouvelles données.

Il est cependant important que

- toute intégration de nouvelles données soit faite au moment seulement où ces nouvelles données seront fiables et facilement disponibles ;
- les informations soient effectivement utiles aux consommateurs, notamment qu'elles ne soient pas trop nombreuses et compliquées (« trop d'information tue l'information ») ;
- la préparation et la mise à disposition de l'information ne crée pas de bureaucratie disproportionnée.

Au vu du fait que l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme vient d'être adaptée, que l'industrie automobile est en pleine transformation et que les outils tels que le « Life Cycle Analysis » sont en plein développement, il se pose la question si ce n'est pas prématuré d'esquisser et de décider aujourd'hui déjà les contours de la prochaine étiquette-énergie pour les voitures de tourisme.

Quoi qu'il en soit, il conviendra de fixer dans la loi, et non pas dans l'ordonnance, les indications contenues sur la nouvelle étiquette-énergie, afin de préciser d'emblée la charge pesant sur les acteurs du marché et la qualité de l'information à destination des consommateurs.

En vous remerciant par avance de l'attention que vous porterez à notre prise de position, nous vous adressons, Madame la Présidente, Mesdames, Messieurs, nos salutations distinguées.

Touring Club Suisse



Moreno Volpi
Directeur

P.o. Peter Goetschi
Président central

Annexe : --

Frau Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga
Vorsteherin UVEK
Bundeshaus
3003 Bern

Eingabe per E-Mail: EnG@bfe.admin.ch

Wohlen, 3. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes (EnG)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Wir danken Ihnen herzlich für die Möglichkeit, zu o.g. Anhörung Stellung nehmen zu dürfen.

Der VFAS setzt sich für die Interessen des unabhängigen und freien Autohandels in der Schweiz ein und wehrt sich gegen sämtliche Einschränkungen und Behinderungen im freien Autohandel. Der VFAS vertritt KMUs im Schweizer Autohandel, die sowohl mit Occasions- als auch mit Neufahrzeugen handeln und damit vom Geltungsbereich des Energiegesetzes (EnG) erfasst werden.

Wir vertreten liberale Werte und hinterfragen deshalb alle Vorschriften und Auflagen, welche die uns angeschlossenen Unternehmen zu berücksichtigen haben.

1. Grundsatzantrag

In Bezug auf die Energiegesetzgebung und der damit verbundenen Pflicht zur Anbringung von Energieetiketten an Neufahrzeugen stellt sich für uns die Frage, ob die Reduktion von Emissionen und die Förderung der Energieeffizienz die damit verbundene bürokratische Belastung von KMUs rechtfertigen.

Nach Einführung der CO₂-Emissionsvorschriften für Personenwagen im Jahr 2012 und der langfristig wirksamen Energiestrategie 2050 schätzen wir den Nutzen der Energieetiketten für Personenwagen als vergleichsweise gering ein.

Gemäss unseren Erfahrungen sind beim Kaufentscheid der Verbrauch und der CO₂-Ausstoss wichtige Argumente. Die administrative Belastung von KMUs in der Automobilbranche könnte deshalb durch Aufhebung des Artikel 44 Abs. 1 und der damit verbundenen Vorschriften massgeblich reduziert werden, ohne negative Auswirkungen auf die Umwelt befürchten zu müssen.

Die für den Verkauf von Neufahrzeugen (insbes. Personenwagen) geltenden Bestimmungen zur Energieetikette sind ersatzlos aufzuheben und insbesondere Art 44 Abs. 1 zu streichen.

Sollte das BFE dem Grundsatzantrag (Ziff. 1) nicht folgen, sind eventualiter die nachfolgend aufgeführten Detailanträge (Ziff. 2) zu berücksichtigen.

2. Detailanträge

Art. 44 Abs. 1 Bst. a: ändern

a. einheitliche und vergleichbare Angaben des spezifischen Energieverbrauchs.

Begründung: Die vom Bundesrat beantragte Regelung zur Umsetzung und Berechnung der Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten lehnt der VFAS ab. Insbesondere lehnt der VFAS die neue «Flexibilität» ab, denn sie gibt dem Bund neue Interventionsmöglichkeiten und macht den ganzen Berechnungsprozess zu einer «Black Box». Das führt zu Rechtsunsicherheit und verteuert die Produkte für die Konsumenten in der Schweiz ohne erkennbaren Zusatznutzen.

Art. 44 Abs. 1 Bst. d: streichen

Begründung: Die vom Bundesrat beantragte Regelung zur Umsetzung und Berechnung der Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten lehnt der VFAS ab. Insbesondere lehnt der VFAS die neue «Flexibilität» ab, denn sie gibt dem Bund neue Interventionsmöglichkeiten und macht den ganzen Berechnungsprozess zu einer «Black Box». Das führt zu Rechtsunsicherheit und verteuert die Produkte für die Konsumenten in der Schweiz ohne erkennbaren Zusatznutzen.

Art 70: ergänzen

Mit Busse bis zu 100 000 Franken wird bestraft, wer vorsätzlich:

e. Vorschriften über serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge und Geräte verletzt (Art. 44),

Art 70 Abs. 2:

Wird die Tat fahrlässig begangen, so ist die Strafe Busse bis zu 10 000 Franken.

Mit Bezug auf Abs. 1 Bst. e ist die Strafe bei Bagatell-Verstössen eine Abmahnung und im Wiederholungsfall sowie bei fahrlässiger Begehung der Tat eine Verwarnung im Ordnungsbussenverfahren.

Ausgangslage: Übertretungen werden nach Art. 70 Abs.1 Bst. e und g sowie Abs. 2 EnG mit Bussen bis zu 100'000 CHF bei vorsätzlicher Widerhandlung und mit bis zu 20'000 CHF bei fahrlässig begangenen Übertretungen bestraft. Dies ist insbesondere bei Bagatell-Übertretungen unverhältnismässig und generiert hohe administrative Aufwände.

Begründung: Die bisher gegen Marktteilnehmer für Verstösse gegen die Kennzeichnung (fehlende Angaben aus der Energieetikette in der Werbung für neue Personenwagen) ausgesprochenen Bussen/Sanktionen sind unverhältnismässig und stehen in keinem angemessenen Verhältnis zur Schwere der Beanstandung. Angesichts der komplexen Regelungen der Kennzeichnungspflicht und der Deliktsschwere sind insbesondere die Sanktionierung von fahrlässigem Verhalten und die Bussenhöhe völlig unangemessen.

Wir danken für die Möglichkeit einer Stellungnahme und stehen für Rückfragen oder Ergänzungen gerne zur Verfügung!

Freundliche Grüsse

VFAS – Verband freier Autohandel Schweiz



Roger Kunz, Präsident



Stephan Jäggi, Geschäftsleiter



AGVS | UPSA

Auto Gewerbe Verband Schweiz
Union professionnelle suisse de l'automobile
Unione professionale svizzera dell'automobile

Bundesamt für Energie
z.H. Frau Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien,
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Eingabe per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

Bern, 30. Juni 2020 // os

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Stellungnahme des Auto Gewerbe Verband Schweiz (AGVS)

Sehr geehrter Frau Bundespräsidentin

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Auto Gewerbe Verband Schweiz (AGVS) vertritt seit 1927 die Interessen von heute rund 4'000 Garagenbetrieben in der Schweiz und dem Fürstentum Liechtenstein.

Mit Schreiben vom 3. April 2020 haben Sie uns eingeladen zur Revision des Energiegesetzes Stellung zu nehmen. Für die damit eingeräumte Möglichkeit Stellung nehmen zu dürfen, möchte sich der AGVS in aller Form bedanken.

Die vorgesehene Revision des Energiegesetzes betrifft den AGVS und die Garagisten in erster Linie bezüglich der Änderungen bei der Energieetikette für Personenwagen. Zu den Massnahmen im Bereich Stromversorgung äussern wir uns nicht in Form einer eigenen Stellungnahme, sondern verweisen auf die Stellungnahme des Schweizerischen Gewerbeverbands sgV.

Im Rahmen der Überarbeitung der Energieetikette für Personenwagen sieht der Bundesrat vor, dass er die Möglichkeit hat, die Angaben auf der Etikette zu erweitern. Dies erinnert in wesentlichen Punkten an die vor einigen Jahren thematisierte Umweltetikette, deren Einführung damals deutlich abgelehnt wurde.

Grundsätzlich erachten wir es als interessant und wichtig, dass nicht nur der Energieverbrauch im Betrieb (Tank-to-Wheel) betrachtet und dargestellt wird, sondern auch der Aufwand für die Energiebereitstellung. Bekanntlich wird dies in der aktuellen Version der Energieetikette bei der Zuteilung in die Etiketten-Kategorien bereits berücksichtigt, aber nicht bei der Angabe im mittleren Bereich des Etiketten-Layouts zu Verbrauch und CO₂-Emissionen. In der Praxis führt dies zu manchmal schwer erklärbaren Etiketten-Werten mit 0 Gramm CO₂-Emissionen und einer gleichzeitigen Zuteilung in die Energieeffizienz-Kategorie B oder C für ein Brennstoffzellenfahrzeug oder angezeigten Emissionswerten von unter 90 Gramm CO₂ bei gleichzeitiger Einteilung in die mit Energieineffizienz assoziierten Kategorien D, E, F und G im Fall von einigen Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen.

Mit den vorgeschlagenen Anpassungen könnte der Bundesrat zusätzliche Themen wie Lärm, Umweltauswirkungen der Herstellung/Entsorgung etc. berücksichtigen. In Anbetracht der steigenden Bedeutung der Kreislaufwirtschaft und im Sinne einer gleichen Beurteilung verschiedener Antriebskonzepte begrüssen wir grundsätzlich den Ansatz, die Umweltauswirkungen eines Fahrzeuges und der für dessen Herstellung, Betrieb und Entsorgung verwendeten Energieträger quasi von der Wiege bis zum Grab zu betrachten. Ob sich der Aufwand für eine diesbezügliche Etikette tatsächlich lohnt und ob die zusätzlichen Aspekte zuverlässig und aussagekräftig abgebildet werden können wagen wir jedoch zu bezweifeln. Denn gerade bei alternativen Treibstoffen hat der Fahrzeugnutzer letztlich einen grossen Einfluss auf die Art des benutzten Energieträgers, zum Beispiel indem er Strom aus unterschiedlicher Quelle beziehen kann oder welchen Energieträger er vorzugsweise bei einem Plug-In-Hybrid-Fahrzeug einsetzt oder wie lange das Fahrzeug bzw. dessen Batterie letztlich benutzt wird. All die möglichen Szenarien auf einer Etikette zu berücksichtigen erachten wir als herausfordernd. Insbesondere wäre der Begriff «Energieetikette» noch irreführender als er schon heute ist, da die Umwelt- und Klimaauswirkungen noch stärker positioniert würden als die eigentliche Energieeffizienz. Im Sinne einer verständlichen und schnellen Konsumenteninformation sollte die Etikette so einfach wie möglich aufgebaut sein. Wer sich über Kosten ein Bild machen möchte, kann dies heute schon via www.verbrauchskatalog.ch.

Gemäss den Erläuterungen zur Vernehmlassung befasst sich auch die EU mit Anpassungen an der in den EU-Mitgliedsstaaten verwendeten Energieetikette für Personenwagen. Dabei wird beabsichtigt, neu auch die Herstellung/Entsorgung des Fahrzeuges und der Energieträger zu berücksichtigen. Insofern wäre es sicher günstiger, wenn sich die Schweiz dann dieser Lösung anschliesst wie sie es bei den CO₂-Zielwerten ja auch tut. Denn was die Herstellung/Entsorgung des Fahrzeuges anbelangt sind die Verhältnisse in Europa und der CH vergleichbar. Der einzige relevante Unterschied liegt in der lokalen Produktion von Energieträgern, da gibt es zum Teil deutliche Abweichungen. Solange jedoch Strom und Treibstoffe zu grossen Teilen importiert und exportiert werden, ist die Schweiz auch diesbezüglich kein Binnenmarkt, wodurch sich eine isolierte Betrachtung nicht rechtfertigt lässt.

Wie bereits erwähnt möchten wir nochmals darauf hinweisen und betonen, dass der Konsument gerade bei alternativen Treibstoffen oft die Wahl hat, aus welchen Quellen diese stammen. Strom vom eigenen Dach oder günstiger Importstrom? Wasserstoff aus fossiler Quelle oder mittels Überschussenergie aus Erneuerbaren erzeugt? Biogas aus Schweizer Abfällen oder importiertes fossiles Erdgas? All diese Aspekte können die Umweltbilanz eines Autos deutlich verändern und müssten irgendwie auf der Etikette unterschieden werden. Das halten wir für schwierig. Eine Umweltetikette müsste also genauso oder sogar viel eher für die unterschiedlichen Energieträger erstellt werden und nicht nur für das Auto als «Energiewandler». In diesem Sinne müsste grundsätzlich und konsequenterweise zwischen einer Etikette für das Fahrzeug mit den durch den Fahrzeughalter nicht beeinflussbaren Angaben bezüglich Herstellung, Betrieb und Entsorgung sowie einer Etikette für die verschiedenen Energieträger, bei denen der Fahrzeughalter einen Einfluss auf deren Wahl hat unterschieden werden.

Zu guter Letzt möchten wir darauf hinweisen, dass die Energieetikette erst auf dieses Jahr hin überarbeitet wurde mit dem Ziel einer Vereinfachung und optisch ansprechenderen Gestaltung. Eine erneute Überarbeitung innert so kurzer Zeit würde auf Unverständnis bei Konsumenten und Autobranche stossen.

Für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme bedanken wir uns im Voraus bestens und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Auto Gewerbe Verband Schweiz (AGVS)



Urs Wernli
Zentralpräsident



Olivier Maeder
Mitglied der Geschäftsleitung

Bundesamt für Energie
Mühlestrasse
3063 Ittigen

Uzwil, 10.7.2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes (EnG) von Gebäudehülle Schweiz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,
sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Gelegenheit, uns zur Revision des Energiegesetzes zu äussern. Dieses zweite Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 muss den Anforderungen durch die Ziele Netto-Null-Treibhausgas-Emissionen und Atomausstieg gerecht werden und gleichzeitig sicherstellen, dass der dafür notwendige Umbau des Energiesystems die bestehende Biodiversitätskrise nicht weiter verschärft.

Das bisherige Energiegesetz trägt dem zu wenig Rechnung, der vorliegende Entwurf leider auch. Es sind deutlich stärkere Anstrengungen in den Bereichen Suffizienz und Effizienz nötig. Die Zielwerte für den umweltverträglichen Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen ausser Wasserkraft müssen deutlich erhöht werden, gemessen an den Herausforderungen an dem Atomausstieg und der Dekarbonisierung.

Die vorgeschlagenen Massnahmen reichen zudem nicht aus, um den nötigen Schub für die Erschliessung insbesondere der Solarenergiepotenziale sowie der Effizienzpotenziale zu bringen. Wir schlagen besser geeignete Instrumente vor, die volkswirtschaftlich zusätzliche Vorteile bringen.

Einmal mehr wird der Technologie «Solare Wärme» keine Rechnung getragen. Dies ist in Anbetracht der weltweiten geringen Zubauraten (auch in Europa) sehr schade. Den «Führungsstatus», den die Schweiz in diesem Segment innehatte, wurde leider verspielt. Dies muss dringend und sofort geändert werden. Genaue Vorstellungen müssen in dieser Revision Platz finden.

Wir bitten Sie, unsere Vorschläge und Anliegen zu prüfen und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Gebäudehülle Schweiz
Verband Schweizer Gebäudehüllen-Unternehmungen



Urs Hanselmann
Projektleiter Technik

Zentrale Empfehlungen	2
EnG Artikel für Artikel	3
Weiterführende Links und Abkürzungsverzeichnis.....	15

Zentrale Empfehlungen

Beschleunigter Ausbau der Stromproduktion aus umweltverträglichen Energiequellen

Der Strombedarf der Schweiz soll über das Jahr gesehen aus umwelt- und naturverträglichen erneuerbaren Energien gedeckt werden. Um diesem Grundsatz gerecht zu werden, den Atomstrom in absehbarer Zeit zu ersetzen und die klimapolitischen Zielsetzungen nicht zu gefährden, sind jedoch höhere Ziele und ein rascherer Ausbau nötig, als dies der Bundesrat derzeit vorsieht. Wir empfehlen, ein Ziel für die Jahresstromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft in der Grössenordnung von 35-45 TWh bis 2035 festzulegen.

Energieeffizienz: Klare Ziele und Massnahmen

Der Bundesrat sieht in seiner Vorlage keinerlei Änderungen im Bereich Effizienz und Suffizienz vor. Er belässt sowohl die Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 als auch die zugehörigen Instrumente in ihrer alten Fassung. Er übersieht damit den grossen Handlungsdruck, den gegenwärtigen fossil-atomar gedeckten Energiebedarf nicht einfach durch erneuerbare Energien zu ersetzen, sondern zu senken. Wir fordern klare Korrekturen und Verbesserungen bei den Effizienzzielen und –Massnahmen sowie eine verstärkte Unterstützung von Massnahmen zur Förderung der Suffizienz.

Raumplanerische und ordnungspolitische Instrumente für eine umweltverträgliche Transformation

Die Revision in der vorliegenden Form ist nicht koordiniert mit den verfassungsmässig festgelegten Zielen zum Biodiversitätsschutz. Sie verpasst die Chance, mit planerischen Instrumenten sicherzustellen, dass die Bekämpfung der Klimakrise die bestehende Biodiversitätskrise nicht weiter verschärft und die nötigen Flächen und Standorte für neue Produktionsanlagen in umwelt- und naturverträglicher Weise zur Verfügung gestellt werden. Speziell im Wasserkraftbereich steht sie in direktem Konflikt mit dem Schutz von wertvollen Gewässerabschnitten. Es braucht eine verbesserte, verbindliche Umsetzung der bestehenden raumplanerischen Instrumente, welche die wenigen ökologisch noch wertvollen Gebiete konsequent schützt. Eine konsequente Flächen- und Standortsvorratspolitik soll zudem sicherstellen, dass nur jene Standorte bevorzugt und optimal genutzt werden, die Menschen, Natur und Umwelt am wenigsten beeinträchtigen, sowie die nötigen Flächen und Standorte für einen umweltverträglichen Ausbau der Solarenergie zur Verfügung stellen.

Langfristiges Finanzierungssystem für eine umweltverträgliche Stromversorgung

Der Bundesrat will das bestehende Förderinstrumentarium verlängern und ergänzen. Dieses Verständnis ignoriert jedoch, dass in einem (europäischen und liberalisierten) Strommarkt grundsätzlich zu geringen Investitionsanreizen für neue Produktionsanlagen oder eine umfassende Erneuerung oder ökologische Sanierung bestehender Anlagen bestehen. Dies gilt verstärkt, wenn die Schweiz ihren Strommarkt öffnet, was der Bundesrat in der parallelen Revision des StromVG anstrebt und für Grossverbraucher seit 2009 gilt. Die Instrumentarien sind deshalb als langfristiges Finanzierungssystem im Sinne der Zwecke des Energiegesetzes gem. Art. 1 sowie der Ausbauziele gem. Art. 2 auszugestalten und nicht als «Förderung» zu betiteln.

Wir empfehlen, die Mittel für Massnahmen, die einer umweltverträglichen Energieversorgung dienen, deutlich zu erhöhen (Effizienzmassnahmen, Ausbau Photovoltaik, ökologische Sanierung Wasserkraft). Sowohl die Höhe als auch die zeitliche Begrenzung des Netzzuschlagsmaximums und der Finanzierungsinstrumente sind an der Zielerreichung auszurichten. Zudem sollen klare

Finanzierungsbedingungen und Kriterien die Umweltverträglichkeit des geförderten Stroms sicherstellen: Technologien und Projekte in schützenswerten Gebieten bzw. mit besonders schlechtem ökologischen Kosten-Nutzen Verhältnis sollen von der Finanzierung ausgeschlossen werden und es ist sicherzustellen, dass nur Anlagen von den vorgeschlagenen Finanzierungsmassnahmen profitieren, welche die Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) sowie des Natur- und Heimatschutzgesetzes vollständig umsetzen.

EnG Artikel für Artikel

1. Kapitel: Zweck, Ziele, Richtwerte und Grundsätze

Art. 1 Abs. 2 Bst c; Zweck

Antrag

Es bezweckt: c. den Übergang hin zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung umwelt- und naturverträglicher erneuerbarer, insbesondere einheimischer Energien, gründet.

Begründung

Mit dem Ziel, Netto Null Treibhausgasemissionen zu erreichen, haben nicht erneuerbare und umwelt- und natur-unverträgliche Energien mittelfristig keinen Platz mehr. Die Energieversorgung muss vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden.

Art. 2; Ziele für den Ausbau von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Antrag

Abs. 1: Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei 35-45 TWh liegt.

Begründung

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, die bestehenden Atomkraftwerke nicht durch neue zu ersetzen. Im aktuellen Energiegesetz ist ein Ausbau-Richtwert für neue erneuerbare Energien ausser Wasserkraft von 11,4 TWh Jahresproduktion bis 2035 festgeschrieben, die Wasserkraft soll bis dann 37,4 TWh liefern. Der Bundesrat will den Richtwert in ein verbindliches Ziel überführen. Bis 2050 sieht der Bundesrat ein Ziel von 24,2 TWh aus neuen erneuerbaren Energien bzw. 38,6 TWh aus Wasserkraft vor. Im erläuternden Bericht ist erwähnt, dass dieses auf Basis noch zu erfolgenden Modellierungen (Energieperspektiven 2050+) um ca. 50% erhöht werden könnte. Gemessen an den Herausforderungen reicht das jedoch nicht aus bzw. kommt zu spät:

- *Ersatz Atomkraft:* Rund 20 TWh pro Jahr (ohne Mühleberg).
- *Dekarbonisierung:* Der Bundesrat hat im August 2019 das Ziel Netto Null Treibhausgasemissionen bis 2050 verabschiedet und dies Anfang April 2020 mit der Absicht zur Erarbeitung eines Gegenvorschlags zur Gletscherinitiative auf Verfassungsebene bekräftigt. Damit das Ziel Netto Null bis 2050 erreicht werden kann, sind die Sektoren Verkehr, Industrie sowie Gebäudewärme und -kälte möglichst vollständig zu dekarbonisieren, was zu einem wesentlichen Teil über erneuerbaren Strom geschehen wird (Elektromobilität und Wärmepumpen sowie Klimaanlagen). Heutigen Abschätzungen zufolge ergibt sich dadurch ein Strommehrbedarf

im Umfang von rund 20-40 TWh pro Jahr¹. Verstärkte Bemühungen im Bereich Effizienz und Suffizienz können diesen Zusatzbedarf reduzieren. Zusammen mit dem zu ersetzenden Atomstrom gehen wir gesamthaft von 35-45 TWh aus, die nötig werden.

Ein beschleunigter Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien erhöht darüber hinaus die inländische Wertschöpfung, was der Wirtschaft zugutekommt.

Es sind primär jene Energiequellen mit möglichst hohen verbleibenden Potentialen aber geringen negativen Auswirkungen auf Natur und Umwelt auszubauen. In der Schweiz ist dies insbesondere die Photovoltaik und die **solare Wärmeanwendung**. Im Zusammenspiel mit Anstrengungen zu Effizienz und Suffizienz reichen sie gemäss vorhandener Potentialstudien² bei weitem aus, um den oben genannten Bedarf zu decken.

Solare Wärmeanlagen (Solar Thermie) sind effizienter als Photovoltaikanlagen bei dem Erzeugen von Wärme am Gebäude. Der Einsatz solcher Anlagen für Warmwasser (Trinkwasser und Heizung) als auch für die Nutzung im Bereich der Erdsonden-Regenerierung bei Sole Wärmepumpen sowie auch als Effizienzsteigerung von Wärmepumpen generell (Erhöhung des sogenannten COP Wertes der Wärmepumpe) sind Grundlagen, die bei der Energieversorgung des Landes zu betrachten sind. Solar Wärmeanlagen sind beim Ersatz von Fossilen Energieträgern hin zu Wärmepumpen besonders zu fördern.

Art. 3; Verbrauchsrichtwerte

Antrag

Wir empfehlen dem Bundesrat,

- die unverbindlichen Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 in verbindliche Ziele für 2035 und 2050 zu überführen, die Energieverbrauchsziele gemäss Art. 3 Abs. 1 entsprechend so zu verschärfen, dass die Differenz zwischen dem Ausbauziel der Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 2 und dem Verbrauchsziel mit nicht-elektrischen, umweltverträglichen erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse, Solarwärme) im Jahresmittel im Inland gedeckt werden kann, sofern umwelt- und naturverträgliche Potenziale zur Verfügung stehen.
- Um den durchschnittlichen Energieverbrauch des Wärmebedarfes pro Person und Jahr zu senken sind geeignete zusätzliche Massnahmen wie Solarthermieranlagen einzubauen. Dabei geht es vor allem um den Umbau des Energiesektors beim Ersatz von Fossilen Heizungen durch Wärmepumpen. Die Solarthermieranlagen helfen den COP Wert von Wärmepumpen erheblich zu verbessern. Dies ist in einem neuem Abschnitt Art. Z.B. 3 Abs. 3 zu erläutern.
- das Stromverbrauchsziel gemäss Abs. 2 mit dem Ausbauziel der Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 2 so in Übereinstimmung zu bringen, dass die Produktion im Jahresmittel bei der angenommenen Bevölkerungsentwicklung ungefähr den Bedarf decken kann. Die politischen Instrumente zur Nutzung des Effizienzpotenzials sowie der Förderung von Suffizienz zu ergänzen und/oder weiterzuentwickeln, sodass die Verbrauchsziele erreicht werden können.

Begründung

Wie bei den erneuerbaren Energien werden die gesetzlichen Zielwerte erst dann wirkungsvoll, wenn sie von *unverbindlichen* Richtwerten in *verbindliche* Ziele umgewandelt werden.

Die heutigen Stromverbrauchsrichtwerte entsprechen ungefähr einer Stabilisierung des absoluten Stromverbrauchs, das erscheint angesichts der vollständigen Dekarbonisierung und der damit einhergehenden Elektrifizierung unrealistisch. Die Elektrifizierung durch umwelt- und naturverträgliche erneuerbare Energien bringt grosse Effizienzgewinne in einer Gesamtenergiebetrachtung. Beim

¹ Vergleiche z.B. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften: Sperr, Nadia und Rohrer, Jürg (2019): Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems:

<https://digitalcollection.zhaw.ch/handle/11475/16548>

² <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>

Energieverbrauch (Art. 3 Abs. 1) sind die Ziele entsprechend ambitionierter zu formulieren (siehe Abbildung 3). Das technisch-wirtschaftliche Potenzial für weitergehende Energieverbrauchsreduktionen (Solarthermieranlagen) aufgrund von Effizienz und Suffizienz ist vorhanden.

Ambitionierte und verbindliche Ziele allein reichen aber nicht aus. Erst wenn sie mit wirksamen Instrumenten hinterlegt sind, ändert sich auch tatsächlich etwas. Energieeffizienz und Suffizienz sind die umweltfreundlichsten aller «Energieträger», denn sie beeinträchtigen Natur und Umwelt am wenigsten. Bemühungen in diesem Bereich sind daher eine zwingende Ergänzung zum Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien; es gilt diesen Hebel zu verstärken. Folgende Instrumente bzw. deren Weiterentwicklung sind aus unserer Sicht besonders erfolgversprechend:

- Das im Zuge der Energiestrategie 2050 entwickelte **Sparbonusmodell** macht einen in Bezug auf Energieverbrauch zentralen, einflussreichen Stakeholder – die Stromnetzbetreiber – zu einem Akteur für Effizienz und Suffizienz. Im Licht der veränderten Marktlage und des noch dringlicheren Klimaschutzes ist zudem eine noch grössere Zustimmung in der Branche als vor der Energiestrategie 2050 zu erwarten. Alle notwendigen Konzepte dafür liegen vor.
- Ausserdem ist denkbar, die Gründer/Kristallisationspunkte der Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) – also energietechnisch interessierte und oft auch versierte Privatpersonen in Haushalten und KMU – mit geeigneten Anreizen und Unterstützung zu **«Kümmerern» für Energieeffizienz** und Suffizienz zu machen. Hierzu braucht es monetäre und nichtmonetäre Anreize für die Kümmerer sowie attraktive Vergütungsmodelle für Flexibilität und weitere Systemdienstleistungen, die von ZEVs dem Netzbetreiber angeboten werden.
- Der Bund soll an Suffizienzkonzepte, -Kampagnen und -Massnahmen von Kantonen, Gemeinden und Privaten einen Beitrag bis 50% der Kosten bezahlen. Suffizienz bzw. ein sorgfältiger Umgang mit Energie muss gefördert und der Bevölkerung ins Bewusstsein gebracht werden. Sonst lässt sich das grosse Sparpotenzial nicht realisieren. Daher braucht es einen Anstoss für Kantone, Gemeinden und Private, sich in diesem Bereich zu engagieren.
- Das **Grossverbrauchermodell** nach Art. 46 Abs. 3 wird von den Kantonen bislang bloss als Kann-Vorschrift umgesetzt. Folglich ist nicht gewährleistet, dass die Kantone tatsächlich Unternehmen mit besonders hohem Energie- bzw. Stromverbrauch verpflichten, ihren Energieverbrauch zu analysieren und zumutbare Massnahmen zur Verbrauchsoptimierung (Effizienz und Suffizienz) zu realisieren. Um die enormen Potenziale dieses Instruments besser auszuschöpfen, sollten die Kantone zur Umsetzung verpflichtet werden.
- Beim Ausstieg aus den besonders ineffizienten **Elektroboilern und Widerstandsheizungen** ist es womöglich zielführender, die unzureichende Effizienzpolitik der Kantone durch direkte bundesrechtliche Vorgaben zu flankieren. Da es sich bei Elektroboilern und Widerstandsheizungen um serienmässig hergestellte Anlagen gemäss Art. 44 handeln müsste, dürfte hier auch der Bund über Handlungskompetenz verfügen. Diese könnte er nutzen, indem eine **Effizienzvorgabe für den Gebrauch** konstituiert wird. Analog zu den Luftreinhaltevorschriften für Öl-, Holz- und Gasheizungen sollen fest installierte elektrische Anlagen zur Erzeugung von Warmwasser und Raumwärme einen festgeschriebenen Mindestwirkungsgrad von z.B. 200% bei kalten Winterbedingungen erreichen, sowie eine Unterstützung durch Solarthermieranlagen festlegen. Damit könnte nicht nur der extrem hohe Stromverbrauch dieser veralteten und verschwenderischen Technologie insgesamt reduziert, sondern auch spezifisch der Stromverbrauch im Winterhalbjahr verringert werden.
- Mit den **Wettbewerblichen Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen** nach Art. 32 ist es auch nach rund zehn Jahren noch nicht gelungen, Effizienzlösungen im Massenmarkt durchzubringen. Dazu sind die Rahmenbedingungen (wie maximale Finanzierungs- und Investitionskosten pro Massnahme, zeitliche und finanzielle Begrenzung von Projekten und Programmen, pauschaler Ausschluss von Handlungsfeldern, die durch irgendwelche anderen Politikinstrumente berührt sind, Ausschluss von wirtschaftlichen Massnahmen bzw. enge Definition desselben etc.) viel zu restriktiv. Die Grundlagen im Energiegesetz und den zugehörigen Verordnungen sollten so formuliert werden, dass einer zu restriktiven Auslegung durch die Behörden vorgebeugt wird. Weil davon auszugehen ist, dass mit weniger restriktiven Bedingungen viel mehr Projekte und Programme eingereicht werden, ist der finanzielle Rahmen

für die Wettbewerblichen Ausschreibungen von 0,1 Rp/kWh auf 0,2 Rp/kWh aus dem Netzzuschlagfonds aufzustocken.

Alternativ könnten die zusätzlichen Effizienzmittel aus dem Netzzuschlagfonds für ein **Unterstützungsprogramm für Querschnittstechnologien** jenseits der Wettbewerblichen Ausschreibungen, also einer Art «Gebäude- und Geräteprogramm für Stromeffizienz» (oder «Geräteprogramm») genutzt werden. Es würde also ein zusätzliches Gefäss geschaffen, das nach einer anderen Logik als die Wettbewerblichen Ausschreibungen funktioniert: Der Ersatz stromverbrauchsrelevanter Technologien im breiten Einsatz wie Umwälzpumpen, Motoren, Ventilatoren wird durch passgenaue, schweizweite Förderprogramme mit finanziellen Anreizen (Subvention, Vorfinanzierung) gefördert. Entscheidend sind der Einsatz von ausschliesslich Best-Geräten sowie attraktive und simple Bedingungen, damit schnell eine hohe Marktdurchdringung erreicht wird.

VERBRAUCH 2018

VERBRAUCHSZIEL 2035

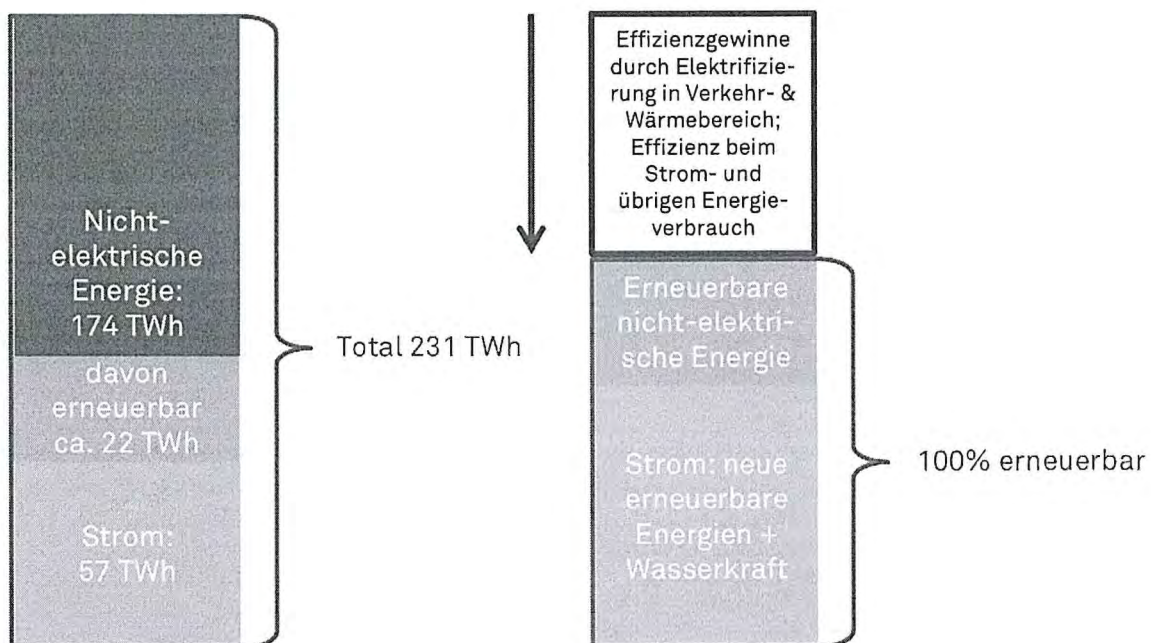


Abbildung 2: Strom- und Energieverbrauchsziele

Die Stromverbrauchsziele sind so zu setzen, dass der Verbrauch im Jahresmittel der Produktion entspricht (Produktionsziele siehe Art. 2). Die Verbrauchsziele für die Gesamtenergie sollen so ausgerichtet sein, dass deutliche Effizienz- und Suffizienzgewinne berücksichtigt sind. Der Restbedarf soll aus umwelt- und naturfreundlichen und soweit möglich einheimischen Quellen gedeckt werden können (erneuerbare nicht-elektrische Energie, z.B. aus Solarwärme oder Biomasse).

2. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch

Art. 16-18; Eigenverbrauch

Antrag

Die Definition von «am Ort der Produktion» ist im Gesetz zu regeln und geografisch auszuweiten, so dass das lokale Verteilnetz genutzt werden kann. Bei Beanspruchung des lokalen Verteilnetzes kann eine Entschädigung des Netzbetreibers vorgesehen werden.

Begründung

Die Regelung in Frankreich könnte im Grundsatz ein Vorbild sein: Hier gilt, dass Eigenverbrauch bis zum nächsten Trafo, sprich innerhalb einer Netzebene möglich ist. Für Anliefer- und Einspeisepunkt ist ein maximaler Abstand (2 Kilometer) definiert. Zusätzlich ist eine maximale kumulierte Kapazität der Produktionsanlagen vorgegeben (3 Megawatt).

4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisevergütungssystem)

Art. 21; Direktvermarktung

Antrag

Wir empfehlen dem Bundesrat eine Bagatellgrenze von mind. 500 kW im Gesetz festzulegen.

Begründung

Die Grenze zwischen einer Photovoltaik-Klein- und Grossanlage ist heute in der Energieförderverordnung (EnFV) geregelt. Art. 14 Abs. 1 EnFV zieht die Grenze bei 100 kW. Wir schlagen eine Bagatellgrenze von mindestens 500 kW vor in Anlehnung an die Regelung in der Europäischen Union: Anlagen mit einer Leistung <500 kW können in der EU gemäss den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 ohne Marktprämie unterstützt werden.

5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen

Art. 25; Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen

Wir begrüssen die Einführung von erhöhten Vergütungssätzen für Anlagen mit Volleinspeisung (Abs. 3). Anlagen, die sich nicht über den Eigenverbrauch finanzieren können, sind sonst benachteiligt.

Antrag 1; einheitlicher Rückliefertarif

Wir empfehlen dem Bundesrat, für kleinere Solaranlagen, die nicht der Direktvermarktung unterliegen, ein schweizweit einheitliches Minimum für den Rückliefertarif gemäss Art. 15 einzuführen, der in Kombination mit der Einmalvergütung eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht. Falls auf einen einheitlichen Rückliefertarif verzichtet wird oder beides möglich sein soll z.B. als Wahlmodell, dass sich die Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen gemäss Art. 25 an einer angemessenen Verzinsung des investierten Kapitals orientieren.

Begründung

Für kleinere Anlagen (mit oder ohne Einmalvergütung), die nicht der Direktvermarktung unterliegen, ist der Rückliefertarif wesentlich für die Rentabilität. Der Rückliefertarif dient ausserdem dazu, die Vorteile von dezentralen Kleinanlagen zu würdigen, namentlich die verringerten Netzausbaukosten im Vergleich mit grossen Anlagen. Zusammen mit den Einmalvergütungen soll eine angemessene (marktgerechte) Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht werden (z.B. analog WACC für erneuerbare Energien³).

Antrag 2: Bonus für voll ausgenutzte Dach- und Fassadenflächen

Für die vorgeschlagenen Investitionsbeiträge gemäss Art. 25 soll ein zusätzlicher Beitrag ausgeschüttet werden, wenn die gesamte Dach- oder Fassadenfläche mit Photovoltaikanlagen ausgestattet wird. Als gesamte Fläche wird auch betrachtet, wenn ein Teil der Fläche für eine Nutzung für andere Energiegewinnung (z.B. Solarwärme) oder als biodiversitätsreiche Grünfläche genutzt wird.

Begründung

Weil bei Einmalvergütungen der Anteil des eigenverbrauchten Stroms die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst, werden heute Dächer oft nur teilweise für Solarenergie genutzt. Das ist volkswirtschaftlich und auch hinsichtlich der Potenzialausnutzung unsinnig. Um dem entgegenzuwirken, soll ein Bonus für Anlagen, die die Dachfläche vollständig ausnutzen (Details sind zu definieren), eingeführt werden.

Antrag 3: Ausrichtung am Winterstrom

Analog zu Antrag 2 soll ein Bonus für Anlagen, die viel Winterstrom (Winterwärme) liefern und dadurch auf einen Teil der Jahresernte verzichten (typisch für steil aufgestellte Anlagen, z.B. an Fassaden oder auf Ost-West-Dächern, dasselbe gilt auch für Solarwärmeanlagen) eingeführt werden. Es ist auf eine unbürokratische Ausgestaltung zu achten.

Begründung

Damit kann der Versorgungssicherheit im Winter zusätzlich Rechnung getragen werden. Zudem können zusätzliche Anlagen auf Infrastrukturen und Gebäuden, die nicht jahresertragsoptimiert (nach Süden) ausgerichtet sind, ermöglicht werden.

Antrag 4: raumplanerische Massnahmen

Wir empfehlen dem Bundesrat, dass

- der Bund, die Kantone und die Gemeinden aktiv ihre Bauten und Anlagen für Photovoltaikanlagen zur Verfügung stellen und eine Standortvorsatzpolitik entwickeln (zu gründen in neuem Artikel),
- Massnahmen getroffen werden, die die Bereitstellung von Flächen für die infrastrukturgebundene Photovoltaik begünstigen (zu gründen in neuem Artikel).
- im Raumplanungsgesetz Vorgaben gemacht werden, damit bei infrastrukturgebundenen Photovoltaikanlagen an Lärmschutzwänden, Staumauern oder ähnlichem ein vereinfachtes Bewilligungsverfahren möglich ist,

Begründung

Gemäss Art. 89 der Bundesverfassung und dem Zweckartikel (Art. 1 Abs. 2a) des EnG soll der Bund neben einer wirtschaftlichen vor allem eine umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sicherstellen. Umweltverträglichkeit beinhaltet gemäss Art. 7 Abs. 3 dabei nicht nur die Erreichung der Klimaziele, sondern generell eine möglichst geringe Beeinträchtigung von Menschen

³ Kalkulatorische Zinssätze für Förderinstrumente für erneuerbare Energien:

www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/wacc-kalkulatorischer-zinssatz.html

und Natur und den Erhalt funktionierender Ökosysteme. Deswegen braucht es verstärkte Massnahmen, um raumplanerisch bzw. über Finanzierungsbedingungen sicherzustellen, dass primär Standorte, an denen die Beeinträchtigungen durch die Energienutzung minimiert werden, genutzt werden sowie dass die für die Zielerreichung im Biodiversitätsbereich benötigten Flächen langfristig und verbindlich dem Erhalt der Biodiversität dienen. Sehr gut geeignete Flächen und Standorte, an denen die Energienutzung nur geringe Beeinträchtigungen nach sich zieht, müssen verfügbar gemacht werden und die Finanzierungsbedingungen müssen sicherstellen, dass einzelne Anlagen ihre negativen Umweltwirkungen so weit als möglich minimieren und geltende Umweltvorschriften einhalten.

Aufgrund der Transformation von zentralen zu dezentralen Produktionsanlagen werden künftig viel mehr Flächen der Stromproduktion dienen als heute. Gemäss Berechnungen des Bundesamts für Energie (BFE) weist allein die Solarenergie Potenziale von 67 TWh auf bestehenden Gebäuden (Dächer und Fassaden) auf⁴. Besonders geeignete Standorte (infrastrukturgebundene Pilotanlagen z.B. Lärmschutzwände, Zäune, Strassen, Stauseen etc.) sollen präferiert werden.

Bewilligungstechnische Hürden sollen überall dort abgebaut werden, wo dadurch keine wesentlichen Interessen Dritter verletzt werden. Für eine energetische Nutzung von Infrastrukturanlagen sind heute teilweise raumplanerische Verfahren notwendig, die angesichts der kaum sichtbaren baulichen Veränderung unverhältnismässig sind. Die Verfahren für eine energetische Nebennutzung bestehender Infrastrukturanlagen müssten deshalb stark vereinfacht werden.

Mehr Planungs- und Investitionssicherheit garantiert allein noch nicht, dass die Potenzialflächen für Photovoltaikanlagen in genügendem Umfang aktiviert werden. Dafür sind die finanziellen Erträge aus der Stromerzeugung derzeit gerade für Kleinanlagen zu gering. Der Bund soll deshalb dafür sorgen, dass Kantone und Gemeinden eigene Flächen zur Verfügung stellen oder selbst mit Anlagen bestücken. Und er soll dafür sorgen, dass auch Private ihre Flächen Dritten für die Bestückung mit Anlagen zur Verfügung stellen. Wahrscheinlich ist dafür ein Mix zwischen finanziellen Anreizen (Abgeltung im Sinne einer Konzession/Pacht für die Fläche) und einer Vorschrift im Falle von Gebäudesanierungen mit Flächen von besonders hohem Potenzial sinnvoll.

Art. 25a; Auktionen

Antrag

Bei den Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen sollen Vergütungen pro eingespeiste Kilowattstunde Photovoltaik im Sinne einer gleitenden Marktprämie ausgeschrieben werden. Eventualiter können sowohl gleitende Marktprämien als auch Einmalvergütungen ausgeschrieben werden, wobei die verschiedenen Ansätze hinsichtlich ihrer Wirkung zu testen sind.

Begründung

Der internationale Strommarkt ist von grossen Unsicherheiten geprägt. Das hängt zum einen mit der (Teil-) Öffnung der Strommärkte zusammen, zum anderen mit dem Ersatz des fossil-nuklearen Kraftwerkparcs durch umweltfreundliche Produktionsanlagen. Während der heutige Strommarkt die Verrechnung der Vollkosten verhindert (gerade Solar- und Windkraftanlagen können sich in einem energy-only-Markt perspektivisch prinzipiell nicht gegenfinanzieren, weil alle Anlagen gleichzeitige Produktionsspitzen aufweisen und sie dadurch einen grossen Teil der Produktion zu Tiefpreiszeiten haben), sorgen insbesondere Wind- und Solaranlagen für volatile Preise am Strommarkt. Ihre Produktion ist witterungsabhängig, dafür sind ihre Produktionskosten nahe null, da sie weder Brennstoff- noch Personalkosten aufweisen. Investitionen in neue Kraftwerke werden langfristig ausgerichtet. Politische Unwägbarkeiten mit grossem Einfluss auf das künftige Preisniveau (z.B. ob und wann ein Stromabkommen mit der EU oder die vollständige Strommarktöffnung im Inland kommen) wiegen deshalb schwer. Der Bund ist deshalb aufgefordert, Sicherheiten zu bieten, um die

⁴ Vergleiche BFE-Mitteilung vom 15.4.2019: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>

nötige Transformation im Sinne der von den Klimazielen und der Versorgungssicherheit abgeleiteten Ausbauziele zu unterstützen und für die erforderlichen privaten Investitionen Anreize zu bieten.

Mit Einmalvergütungen müssen die Betreiber ein höheres Risiko tragen (künftige Strompreisschwankungen). Dieses Risiko kann durch Ausschreibungen mit gleitender Marktprämie aufgefangen werden. Diese gleichen die Preisentwicklung an den Strombörsen aus: Bei steigenden Preisen sinken die Marktprämien und umgekehrt. Aufgrund der niedrigeren Risiken lassen sich Investitionen in neue Kapazitäten tendenziell günstiger finanzieren. Das wiederum kommt den Stromkunden zugute. Eine gleitende Marktprämie ist kein garantierter Gewinn. Dank der wettbewerblichen Ermittlung dieser Prämie mittels Ausschreibungen und dank der weiterhin bestehenden Direktvermarktung für grosse Anlagen bleibt ein marktwirtschaftliches Risiko und Anreiz zum systemdienlichen Betrieb beim Betreiber. Eine Rückzahlung für den Fall, dass der Marktpreis das Gebot übersteigt, kann vorgesehen werden («contract for difference»). Damit würden die Gebote tendenziell höher ausfallen, dafür werden Mitnahmeeffekte vermieden.

Art. 27; Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

Antrag 1

Wir empfehlen dem Bundesrat, für Biomasseanlagen zu prüfen, ob gleitende Marktprämien statt Investitionsbeiträge sinnvoller bzw. ökonomischer sind. Es ist auch ein Wahlmodell denkbar.

Begründung

Bei Biomasseanlagen sind nicht nur die Investitionskosten, sondern auch die Betriebskosten relevant. Eine Marktprämie würde verhindern, dass Anlagen zwar gebaut werden, der Betrieb aber nach kurzer Zeit eingestellt wird, wenn die Brennstoffkosten teurer sind als der Stromerlös.

Ob die gleitende Marktprämie mittels Ausschreibungen oder in administrierten Verfahren festgelegt wird, ist ebenfalls zu prüfen. Falls es genügend Projekte gibt für ein Ausschreibungsverfahren, ist dieses grundsätzlich vorzuziehen.

Antrag 2

Art. 27 Abs. 3a und b streichen

Begründung

Bei KVA und ARA's fällt viel Abwärme an, die sinnvoll genutzt werden kann (mehr als bei Wind). Erhalten sie keine Investitionsbeiträge, werden sie ungleich behandelt. Zudem kann nicht alles über die Abfallgebühr abgerechnet werden, da zum Ausbau von Fernwärmenetzen ein grosser Investitionsschub nötig ist, der nicht 1-1 auf den Konsumenten überwälzt werden soll. Betriebsbeiträge können jedoch über die Abfallgebühr eingezogen werden.

Art. 27a; Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

Antrag 1

Analog Art. 27.

Begründung

Vergleiche Art. 27. Das Argument der Brennstoffkosten entfällt bei der Windenergie zwar, analog wie bei grossen Photovoltaikanlagen sind hier die Investitionskosten relativ hoch und das Risiko von Strompreisschwankungen kann Investoren abschrecken.

Die Bedingungen nach Abs. 1 begrüßen wir. Es ist auf eine räumliche Bündelung der Windenergie zu achten, um die Umweltauswirkungen zu konzentrieren.

Antrag 2

Streichen von Abs. 4.

Begründung

Im Sinne einer möglichst konzentrierten Beeinträchtigung durch Industrieanlagen sind die Kantone angehalten, keine Einzelanlagen zu planen, sondern Flächen für die Errichtung von natur- und umweltverträglichen Windparks zu definieren (siehe auch Art. 10). Mit dieser Ausnahme würde ein unnötiger Anreiz geschaffen werden, um auf kleinsten Flächen einzelne Anlagen zu planen, die kaum in einem sinnvollen Verhältnis zwischen Eingriff und Nutzen stehen. Deshalb sollen Einzelanlagen keine Finanzierung beanspruchen können.

Art. 27b; Investitionsbeitrag für Geothermie-Anlagen

Antrag

Analog Art. 27 und 27a, falls die Mittel nach Art. 35 Abs. 3 nicht begrenzt bleiben. Bleiben die Mittel begrenzt, empfehlen wir, Geothermie-Anlagen nicht über den Netzzuschlag, sondern über Forschungsbudgets zu finanzieren. Dasselbe schlagen wir für die Risikogarantien gemäss Art. 33 vor.

Begründung

Sofern die Mittel begrenzt bleiben, sollen über den Netzzuschlag nur Anlagen unterstützt werden, die zu marktnahen Konditionen effektiv Strom produzieren. Die Marktreife der Stromproduktion aus Geothermie ist in der Schweiz leider nach wie vor nicht gegeben.

Art. 29; Einzelheiten

Antrag

Wir empfehlen die Modalitäten der Auktionen weiter zu präzisieren:

- Es soll explizit die Möglichkeit geben, mehrere Anlagen als «Cluster» in Auktionen einzubringen.
- Bei Anlagen, die z.B. wegen der Winterstromproduktion oder ihrer Flexibilität besonders nützlich sind, soll die Deckung der Anschlusskosten nach Art. 22 Abs. 3 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) auf die allgemeinen Netzkosten überwältzt werden können.

Zudem ist Abs. 3 Bst j zu streichen (siehe Anträge und Begründung zu Art. 26).

6. Kapitel: Besondere Unterstützungsmassnahmen

Art. 30; Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen

Antrag

Wir plädieren dafür, die Marktprämien wie geplant auslaufen zu lassen. Aus dem Netzzuschlag sollen nur Massnahmen finanziert werden, welche die Zwecke dieses Gesetzes unterstützen. Eine reine Unterstützung bestehender Produktion ohne weitere Verpflichtungen trägt weder zur Erreichung der Zubau- oder Effizienzziele noch zur Erhöhung der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung bei. Dieser Artikel ist daher zu streichen.

Art. 32: Siehe Ausführungen zu Art. 3 (Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen)

7. Kapitel: Netzzuschlag

Art. 35; Netzzuschlag: Erhebung und Verwendung

Antrag

Wir empfehlen dem Bundesrat, das Netzzuschlagsmaximum gem. Abs. 3 von derzeit 2,3 Rp./kWh sowie dessen Zuteilung in Art. 35 derart auszugestalten, dass sich dieses dynamisch und rasch nach den Zwecken gemäss Art. 1 und den Zielen gemäss Art. 2 und 3 ausrichtet. Dazu gehört bei Bedarf auch eine saisonale Differenzierung sowie die Verknüpfung mit den Strommarktpreisen.

Begründung

Im nicht liberalisierten Markt konnten die Stromversorger vor 2009 ihren gebundenen Kunden die vollen, durchschnittlichen Gestehungskosten der Stromproduktion verrechnen. Seit 2009 ist das nur noch bei Kleinverbrauchern möglich. In einem geöffneten Markt können allen Konsumenten/innen nur noch Grenzkosten weiterverrechnet werden (Missing-Money-Problem des Energy-only-Markt, vergleiche dazu Abbildung 2). In der EU ist die Marktliberalisierung umgesetzt, die Preise am Schweizer Strommarkt richten sich massgeblich nach dem europäischen Strommarkt. Es braucht deshalb und auch hinsichtlich der geplanten Strommarktöffnung in der Schweiz ein Instrument, welches die Anfangsinvestitionen bei der Erstellung neuer Produktionsanlagen sowie ökologische Sanierungs- und Erneuerungsinvestitionen bestehender Anlagen absichert. Diese Kosten können über den Netzzuschlagsfonds abgegolten werden. Die Stromkunden zahlen Geld in den gemeinsamen Netzzuschlagsfonds, aus dem es vom Bund an Bauwillige verteilt wird. Das ist genauso verursachergerecht wie das Modell der direkt überwälzten Gestehungskosten im nicht liberalisierten Markt, aber günstiger, da der Bund das Geld nach wettbewerblichen Regeln verteilen kann.

Weil die Zwecke dieses Gesetzes nur mit einem deutlichen Ausbau neuer erneuerbarer Produktionsanlagen (vergleiche Kapitel 1.1), verstärkten Anstrengungen im Suffizienz- und Effizienzbereich, sowie bei der Ökologisierung des bestehenden Wasserkraftparks erreicht werden können, sind sowohl die heutige maximale Höhe des Netzzuschlags als auch die zeitliche Befristung wenig sinnvoll und führen zu unnötigen Planungs- und Investitionsunsicherheiten. Die Höhe des Netzzuschlags soll sich nach der Zielerreichung (anhand der Ausbau- und Verbrauchsziele, Gewährleistung der Versorgungssicherheit) und den Marktgegebenheiten (Strompreise, höhere Investitionskosten in der Schweiz als im benachbarten Ausland) ausrichten. Das gilt umso mehr, als die geplante vollständige Marktöffnung die Ausgestaltung bisheriger, für gewisse erneuerbare Energien wie Photovoltaik zentrale Finanzierungsinstrumente wie den Rückliefertarif infrage stellt (vergleiche dazu Kapitel 1.3).



Abbildung 3: Netzzuschlag behebt das Missing-Money-Problem

Art. 36; Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste

Antrag

Abs. 1 Bst. a Ziff. 1: Für wettbewerbliche Ausschreibungen und andere Effizienz-Förderprogramme ist ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh vorzusehen, siehe Begründung zu Art. 3 (zweitletzter Absatz).

Ziff. 2: Die Beiträge für Geothermie-Investitionsbeiträge und -Garantien sind eventualiter zu streichen, siehe Antrag zu Art. 27b; Investitionsbeitrag für Geothermie-Anlagen.

Ziff. 3: Die Mittel für die ökologische Sanierung der Wasserkraft (Art. 34 ENG) sind auf 0,3 Rappen/kWh zu erhöhen

Begründung

Der Grossteil der bestehenden Wasserkraftanlagen verursacht massive Schäden an den Gewässern und erfüllt die gesetzlich geforderten Mindestanforderungen nicht. Die Qualitätskriterien der Gewässerschutzverordnung für Oberflächengewässer werden nicht eingehalten. Die Produktion ist daher nicht umweltverträglich im Sinne von Art. 1 dieses Gesetzes. Nur nachdem diese Anlagen die geforderten Sanierungsmassnahmen umsetzen, können sie zu einer umweltverträglichen Stromproduktion beitragen. Die momentan verfügbaren Mittel dafür reichen aber bei weitem nicht aus, um diese gesetzlich geforderten Minimalstandards zu erreichen. Sollen zudem Schwall-Ausleitkraftwerke auch über diese Beiträge finanziert werden (siehe dazu Begründung zu Art. 26) ist eine Aufstockung der Mittel zwingend.

Abs. 1 Bst. b auf alle Investitionsbeiträge nach Art. 26 EnG ausdehnen (nicht nur auf Abs. 1 einschränken) und auf maximal 0,1 Rp/kWh festlegen

Abs. 2 streichen, da Art. 26 Abs. 7 gestrichen; siehe dazu Begründung zu Art. 26.

Art. 37, Abs. 4; Netzzuschlagsfonds

Antrag

Wir empfehlen das Verschuldungsverbot aufzuheben. Der Absatz würde entsprechend lauten: «*Die Mittel des Netzzuschlagsfonds sind zu verzinsen.*»

Begründung

Der Bundesrat hat der Motion Damian Müller 19.3742 (vom Ständerat angenommen, im Nationalrat voraussichtlich in der Sommersession traktandiert) zugestimmt, ist nun aber offenbar zum Schluss gekommen, dass keine Gesetzesänderung nötig ist. Der erläuternde Bericht nennt dafür jedoch keine materiellen Gründe. Ohne gesetzliche Grundlage ist eine Änderung der bisherigen Praxis nicht sichergestellt.

Art. 38; Auslaufen der Unterstützungen

Antrag

Wir empfehlen dem Bundesrat, die zeitliche Begrenzung der Finanzierungsinstrumente in Art. 38 an die Erreichung der Ziele gemäss Art. 2 und 3 zu binden.

Begründung

Siehe Begründung zu Art. 35; Netzzuschlag

8. Kapitel: Sparsame und effiziente Energienutzung

Siehe Ausführungen zu Art. 3. In diesem Kapitel wären die vorgeschlagenen Instrumente einzuführen bzw. zu verstärken.

- Sparbonusmodell (zu gründen in neuem Artikel)
- «Kümmerer» für Energieeffizienz (zu gründen in neuem Artikel)
- Beitrag des Bundes an Suffizienz-Konzepte, -Kampagnen und -Massnahmen (zu gründen in neuem Artikel)

Art. 44; Serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge und Geräte

Siehe auch Ausführungen zu Art. 3 (Elektroboiler und Widerstandsheizungen)

Antrag

Wir begrüßen die Neuerungen bei den Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten. Wir empfehlen, sicherzustellen, dass nicht nur energieverbrauchsrelevante Eigenschaften, sondern auch andere Umweltschäden wie Emissionen über den ganzen Lebenszyklus betrachtet werden können.

Begründung

Eine grössere Flexibilität bei der Ausgestaltung der Energieetikette erachten wir als sehr sinnvoll. Wir begrüßen insbesondere, dass die Möglichkeit geschaffen wird, Emissionen wie Lärm, und Schadstoffe sowie Herstellungs- und Entsorgungsaufwand zu berücksichtigen. Art. 44 Abs. 1 Bst. a. ist allerdings so formuliert, dass nur die energieverbrauchsrelevanten Eigenschaften über den gesamten Lebenszyklus betrachtet werden können, nicht aber die davor genannten anderen Emissionen. Wir gehen davon aus, dass unter diesen Emissionen nicht energieverbrauchsrelevante Emissionen gemeint sind, wie beispielsweise Luftschadstoffe.

Art. 46 Abs. 3 (Grossverbrauchermodell): Siehe Ausführungen zu Art. 3

Weiterführende Links und Abkürzungsverzeichnis

Medienmitteilung des Bundesrates vom 3.4.2020:

www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-78665.html

Unterlagen zur Vernehmlassung:

<https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

Stellungnahme der Umweltallianz zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 31.1.2019:

https://umweltallianz.ch/wp-content/uploads/2019/11/2018_Musterstellungnahme_StromVG_Januar2019.pdf

Bundesamt für Energie – Energiestrategie 2050:

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050.html>

Bundesrat – Netto Null-Ziel:

<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76206.html>

und <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.msg-id-78667.html>

Bundesamt für Umwelt – Netto Null Ziel:

<https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/klimaziel2050-netto-null-treibhausgasemissionen-hintergrundpapier.pdf>

<https://www.solarthermie-jahrbuch.de/die-zukunft-der-siedlungswaerme/>

Art. X Abs. Y Bst. a Ziff 1 Artikel X, Absatz Y, Buchstabe a, Ziffer 1 (bei Verweisen auf den Gesetzestext)

BFE Bundesamt für Energie

EnG Energiegesetz

EnFV Energieförderverordnung

GschG Gewässerschutzgesetz

GschV Gewässerschutzverordnung

kW / kWh Kilowatt / Kilowattstunde

NHG Natur- und Heimatschutzgesetz

Rp./kWh Rappen pro Kilowattstunde

StromVG Stromversorgungsgesetz

StromVV Stromversorgungsverordnung

TWh Terawattstunde

UVEK Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

WACC Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (von englisch Weighted Average Cost of Capital)



Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und ern. Energien
Frau Bundesrätin S. Sommaruga
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

per E-Mail: eng@bfe.admin.ch

2. Juli 2020

Vernehmlassung Revision des Energiegesetzes (EnG)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Sommaruga
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Ihrem Schreiben vom 3. April 2020 haben Sie die Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes (EnG) mit Fokus auf die Fördermassnahmen bis 2023 eröffnet. Für die uns gebotene Möglichkeit zur Stellungnahme danken wir Ihnen bestens.

Der HEV Schweiz ist mit seinen über 330'000 Mitgliedern der grösste Vertreter der Interessen der Haus- und Grundeigentümer in der Schweiz. In dieser Funktion setzen wir uns konsequent für die Förderung und den Erhalt des Wohn- und Grundeigentums ein und vertreten die Interessen unserer Mitglieder auf allen Ebenen. Da unsere Mitglieder von den geplanten Verordnungsänderungen betroffen sind, machen wir von der uns offerierten Möglichkeit zur Stellungnahme Gebrauch und reichen Ihnen diese innert Frist ein.

Vorbemerkungen

Mit der vorliegenden Verordnungsänderung soll die Attraktivität der Förderung von Photovoltaikanlagen erhöht werden. Leider zielen die Erhöhungen der Fördergelder für Anlagen ohne Eigenverbrauch und die neu eingeführten Auktionen nur auf Grossanlagen ab. Dabei wird ausser Acht gelassen, dass auch bei kleineren Anlagen die Rentabilität keinesfalls automatisch gegeben ist. Das grösste Potential von Solarstromerzeugung liegt jedoch genau bei diesen vielen kleinen Anlagen, die auf Wohnbauten und anderen Gebäuden errichtet werden. Auch hier muss die Förderung weiterhin wirksam unterstützen.

Die Vereinheitlichung im Anmeldeverfahren für Förderbeiträge bringt für die Photovoltaikanlagen einen grundlegenden Wechsel mit sich. Dieser ist grundsätzlich zu befürworten. Allerdings muss dabei sichergestellt werden, dass durch den Wechsel keine Benachteiligungen für sich bereits im Bau befindliche Anlagen oder solchen auf Wartelisten entstehen. Entsprechende Übergangsartikel sind noch einzufügen.

Nachfolgend finden Sie unsere detaillierten Ausführungen zu einzelnen Artikeln:

Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

Art. 2 EnG - Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Mit der Revision des Energiegesetzes sollen die bisherigen Richtwerte zu verbindlichen Zielwerten für den Zubau erneuerbarer Energie bis 2050 umformuliert werden. Dem Bundesrat obliegt sodann die Pflicht, periodisch die Zielerreichung zu überprüfen und bei negativen Prognosen entsprechende Massnahmen vorzuschlagen.

Ziele sind dazu da, um gesetzt zu werden und nur hohe Ziele spornen auch zu Höchstleistungen an. Dies stimmt zumindest bei selbst gewählten Zielen. Bei solchen, die vom Staat vorgegeben werden, kann der Druck auf die Zielerreichung gerade das Gegenteil bewirken. Zudem kann heute noch niemand sagen, wie viel Elektrizität im Jahr 2050 in der Schweiz konsumiert werden wird. Entsprechend ist es auch illusorisch, sich hierfür bereits heute fixe Ziele zu setzen.

Der HEV Schweiz fordert deshalb, dass bei der heutigen Bezeichnung „Richtwerte“ verblieben wird. Dies im Sinne einer Richtschnur für die weitere Entwicklung und den Zubau erneuerbarer Energien. Auf eine Zielsetzung mit fixen Grössen ist zu verzichten.

Art. 17 Abs. 4 EnG – Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

In Art. 17 Abs. 4 EnG wird die Kostentragung für die Einrichtung eines ZEV geregelt. Die Kosten für die Einrichtung sind durch die Grundeigentümer zu begleichen. Mit dem letzten Satz wird eine Überwälzung dieser Kosten auf die Mieter und Pächter ausgeschlossen. Dies ist nicht systemkonform, sind doch gerade die Mieter und Pächter die Nutzniesser eines ZEV.

Nach Rücksprache mit dem BFE zeigte sich, dass dieser letzte Satz in Abs. 4 lediglich verhindern sollte, dass die Kosten für die Einrichtung eins zu eins und unmittelbar bei der Erstellung des ZEV auf die Mieter und Pächter überwält würden. Ein Einpreisen in den Strompreis der Eigenproduktion sei jedoch durchaus angedacht gewesen.

Entsprechend ist dieser letzte Satz in Abs. 4 anzupassen:

⁴Die Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben die mit der Einführung des gemeinsamen Eigenverbrauchs verbundenen Kosten selber zu tragen, soweit sie nicht durch das Netznutzungsentgelt gedeckt sind (Art. 14 StromVG). Sie dürfen diese Kosten in den Strompreis einkalkulieren und somit auf Mieterinnen und Mieter oder Pächterinnen und Pächter überwälzen.

Der HEV Schweiz fordert eine Klarstellung der ursprünglichen Absicht bezüglich der Kostentragung und Weiterverrechnung dieser Kosten zur Einrichtung eines ZEV. Es geht nicht an, dass sich dieser offensichtliche Fehler in der Gesetzesredaktion weiterhin zulasten der Grundeigentümer auswirkt.

Art. 25 EnG - Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen

Die Investition in eine Photovoltaikanlage rentiert sich heute nur, wenn ein möglichst grosser Anteil des produzierten Stroms selbst genutzt werden kann. Selbst mit einem Investitionsbeitrag von 30% der Installationskosten sind rentierende Anlagen nicht automatisch gegeben. Entsprechend ist die Erhöhung der Einmalvergütung auf bis zu 60% der Investitionskosten bei Anlagen ohne Eigenverbrauch begrüssenswert. Dabei darf jedoch nicht ausser Acht gelassen werden, dass sich auch Anlagen mit einem Eigenbedarf, z. B. bei einem Mehrfamilienhaus, nur rentabel betreiben lassen, wenn der Eigenbedarf einen massgeblichen Anteil der Produktion ausmacht. Kann lediglich der Allgemeinstrom vom eigenen Dach direkt genutzt werden, ist der Eigenverbrauchsanteil zu klein, um einen rentablen Betrieb sicherstellen zu können. Zur Einrichtung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) sind jedoch zusätzliche Aufwendungen im Bereich von neuen Zählern, Leitungen und dem Einrichten von Abrechnungssystemen erforderlich. Zudem ist der Eigentümer vom Wohlwollen der Mieter abhängig und muss umfangreiche Vertragsanpassungen vornehmen.

All diese Auslagen werden bei den Erstellungskosten, welche in Bezug auf die Festlegung der Fördersätze berücksichtigt werden, aussenvor gelassen. Dadurch entsprechen die 30% Einmalvergütung letztendlich nie 30% der effektiven Investitionskosten einer rentablen Anlage.

Dieser Umstand sollte ebenfalls berücksichtigt werden und entweder unter Abs. 3 subsumiert werden oder in einem neuen Abs. 4 mit einem eigenen Prozentsatz zum Förderbeitrag fixiert werden.

Der HEV Schweiz fordert auch für Mehrfamilienhäuser, welche erst durch einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) eine Photovoltaikanlage rentabel betreiben können, einen höheren Anteil der Einmalvergütung.

Art. 25a EnG - Auktionen für die Einmalvergütung

Mit der Einführung von Auktionen soll dem Bundesrat die Möglichkeit geboten werden, für Anlagen einer bestimmten Grösse auch höhere Einmalvergütungen entrichten zu können. Nicht klar ist dabei, in wie weit diese höheren Vergütungen mit der Ausnahmeregelung aus Art. 25 Abs. 3 EnG korrelieren. Wenn bereits höhere Einmalvergütungen für Anlagen ohne Eigenverbrauch möglich sind, ist nicht einzusehen, weshalb hier noch ein aufwändiges Auktionsverfahren eingeführt werden soll.

Innerhalb der Auktionsverfahren ist zudem sicherzustellen, dass Grossanlagen, welche innerhalb der GREIV-Vorgaben gefördert werden, gegenüber den Kleinanlagen (KLEIV) nicht bessergestellt werden, wenn durch die Auktion plötzlich höhere Beiträge ausbezahlt würden.

Art. 28 Abs. 1 und 2 EnG - Baubeginn

Mit der Subsummierung sämtlicher Artikel dieses Kapitels unter die Bedingung der Fördergeldbeantragung vor Baubeginn, ergibt sich eine fundamentale Änderung im Bereich der Photovoltaikanlagen. Dieser Wechsel ist grundsätzlich begrüssenswert, erhalten Investoren von Photovoltaikanlagen zukünftig bereits vor der Installation Auskunft über die Höhe und den Zeitpunkt der voraussichtlichen Entrichtung der Förderbeiträge. Dies erhöht die Investitionssicherheit.

Allerdings ist diese Änderung breit zu kommunizieren und sicherzustellen, dass die Branche ihre Kunden richtig beraten kann. Ebenso ist dafür zu sorgen, dass die Wartelisten bis zur Änderung abgebaut sind. Ansonsten droht ein Stau beim Zubau von neuen Photovoltaikanlagen.

Damit der Wechsel von der nachgelagerten Antragstellung zur vorgelagerten reibungslos verlaufen kann, ist eine Übergangsfrist unabdingbar. Ansonsten besteht die Gefahr, dass Photovoltaikanlagen, welche aktuell gebaut werden und anschliessend angemeldet werden sollen, keine Förderbeiträge mehr erhalten würden. Dies ist in Art. 73 Abs. 1 EnG zu ergänzen:

¹ Photovoltaikanlagen welche bis drei Jahre vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes erstellt worden sind, sind weiterhin förderberechtigt. Dasselbe gilt für Anlagen, welche auf einer Warteliste stehen.

Der HEV Schweiz fordert eine Übergangsregelung die sicherstellt, dass sich im Bau befindende Photovoltaikanlagen weiterhin von Förderbeiträgen profitieren können und der Branche genügend Zeit zu Verfügung steht, die Änderungen zu kommunizieren.

Art. 36 Abs. 3 EnG - Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste

Bereits bisher wurden die Fördermittel für Photovoltaikanlagen in jährlichen Kontingenten begrenzt. Dies hat in den vergangenen Jahren zu langen Wartelisten bei der Photovoltaikförderung geführt. Mit dem bisherigen Regime der Gesuchstellung erst nach der Installation der Anlage, konnten diese zumindest gebaut werden, auch wenn die Eigentümer anschliessend auf die Fördermittel warten mussten.

Wird dieser Prozess nun gedreht, werden Anlagen erst erstellt werden, wenn eine Förderzusage vorliegt. Dies dürfte insbesondere im Bereich von Neubauten, welche mit umfassenden Solaranlagen ausgerüstet werden sollen, zu massiven Verzögerungen führen. Soll der Ausbau der Photovoltaik gleich schnell wie bisher vonstattengehen, müssen entweder die jährlichen Kontingente erhöht

werden oder es muss, analog wie in Art. 36 Abs. 2 EnG für die Wasserkraft, auch für die Photovoltaik möglich sein, die Mittel für die gesamte Dauer der Fördermassnahmen zu Verfügung zu stellen.

Seitens HEV Schweiz fordern wir, dass im Bereich der Photovoltaik die Mittel dahingehend erhöht werden, dass der Zubau nicht beschränkt wird und Projekte durch die Förderung nicht verzögert werden.

Art. 38 EnG - Auslaufen der Unterstützungen

Der HEV Schweiz begrüsst die Verlängerung der Förderung im Bereich der Stromerzeugung bis Ende 2035.

Art. 73 Abs. 1 EnG - Übergangsbestimmungen zu anderen Netzzuschlags-Verwendungen

Der Wechsel in der Reihenfolge zwischen Antragstellung und Erstellung muss in einer Übergangsfrist sichergestellt werden, dass Anlagen die nach altem Regime angemeldet wurden oder im Wissen um das bisherige Anmeldeprozedere noch erstellt wurden, nach wie vor von Förderbeiträgen profitieren können. Entsprechend ist der Abs. 1 beizubehalten und wie folgt anzupassen:

¹ Photovoltaikanlagen welche bis drei Jahre vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes erstellt worden sind, sind weiterhin förderberechtigt. Dasselbe gilt für Anlagen, welche auf einer Warteliste stehen.

Der HEV fordert die Sicherstellung der Förderbeitragszusicherung für bereits installierte Photovoltaikanlagen auch nach dieser Gesetzesänderung. Dies zur Verhinderung, dass aufgrund des Wechsels im Anmeldeprozedere Anlagenersteller um deren Anspruch auf Förderbeiträge gebracht werden.

Sehr geehrte Frau Bundesrätin, sehr geehrte Damen und Herren, wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Hauseigentümerverband Schweiz



aNR Hans Egloff
Präsident HEV Schweiz



Thomas Ammann
Ressortleiter Energie- und Bautechnik

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Zürich | 10. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Vernehmlassungsantwort von Holzbau Schweiz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen, zu diesem wichtigen Geschäft Stellung nehmen zu dürfen. Wir begrüssen es, dass der Bundesrat die Stromerzeugung im Inland stärken will. Wir unterbreiten Ihnen nachfolgend unsere Stellungnahme zu den angestrebten Änderungen im Energiegesetz.

Ergänzend unterbreiten wir Ihnen unsere Bemerkungen zum «Faktenblatt Änderung Stromversorgungsgesetz», da das Marktdesign und das Finanzierungsdesign von Kraftwerkskapazitäten eng miteinander verknüpft sind.

1. Allgemeine Bemerkungen zu den Zielen der Vorlage

Das Ziel der Vorlage ist es, mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit ganzjährig zu gewährleisten. Diese Zielsetzung der Revisionsvorlage wird von der AEE Suisse unterstützt.

Denn die heute geltenden gesetzlichen Grundlagen sind ungenügend, um die Transformation des Energiesystems zielgerichtet mit den verschiedenen Marktakteuren zu erreichen. So ist nachgewiesen, dass aufgrund mangelnder Rahmenbedingungen die Energieversorgungsunternehmen der Schweiz in den letzten Jahren erhebliche Investitionen im Ausland tätigten und die Investitionen in der Schweiz bescheiden blieben. Dies ist nur den verbesserten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für diese Investitionen im Ausland geschuldet: Schweizer EVUs und institutionelle Investoren haben den Ausbau von erneuerbaren Kapazitäten im Ausland auf 11,5 TWh erhöht (Stand Dezember 2019), während die jährliche Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz bis 2020 nur gerade auf 4,4 TWh ansteigen soll, wovon mehr als 1 TWh schon bei Verabschiedung dieser Ziele in Betrieb war. Im benachbarten Ausland waren die Rahmenbedingungen für Investitionen in neue

Kraftwerke viel besser als in der Schweiz, unter anderem dank gesetzlich gesicherter Vergütungsregelungen, dank öffentlicher Kreditprogramme (EIB, KfW) und dank kostenloser Netzanbindung an peripherer Lage (zum Beispiel offshore-Windfarmen).

In der Schweiz selber wurde fast nur dort investiert, wo es Rechtsansprüche auf feste Vergütungen nach alter Rechtsgrundlage gab oder wo ein Grossteil der Stromerzeugung dank Eigenverbrauch auf eine wirtschaftlich abgesicherte Vergütung zählen konnte.

Wenn nun verbesserte Rahmenbedingungen für die inländischen Investitionen geschaffen werden sollen, ist das sehr zu begrüßen. Die Schweiz sollte aber von den Erfahrungen im Ausland profitieren und einen regulatorischen Rahmen schaffen, der nachweislich die erwünschten Investitionen sowohl bei Eigenverbrauchslösungen wie auch bei Volleinspeisungen mit Direktvermarktungspflicht besser absichert. Wir sind auch der Meinung, dass es heute darum geht, im Kontext des wettbewerblichen europäischen Strommarktes ein verlässliches und langfristig ausgerichtetes Finanzierungsdesign für neue erneuerbare Produktionskapazitäten zu schaffen. Die Zeit der befristeten «Förderregelungen» muss nun durch langfristige «Finanzierungsregelungen für Produktionskapazitäten für Erneuerbare Energien» im Kontext des wettbewerblichen Marktdesigns abgelöst werden.

Das Preisgefüge der grenzüberschreitenden Strommärkte in Europa muss daher im Finanzierungsdesign von neuen und bestehenden erneuerbaren Produktionskapazitäten berücksichtigt werden. Die alleinige Präferenzierung von einmaligen und bereits gesetzlich wieder befristeten Investitionsbeiträgen genügen diesen Anforderungen aber nicht. Durch den europaweiten Ausbau der erneuerbaren Energien (Wind-, Solarstrom) ist zu erwarten, dass sich das Strompreis-Niveau am Energy-only-Markt (Strombörse EPEX) weiter senken wird. Je höher die Marktanteile der witterungs-abhängigen Stromerzeugung, desto grösser das Risiko des Preiszerfalls und die Volatilität der Preisentwicklung.¹ Manche Studien sprechen davon, dass in den kommenden zwei Jahrzehnten während mehreren Hundert oder mehreren Tausend Stunden pro Jahr Preise von nahe null gelten werden, zeitweise sollen sogar auch negative Notierungen möglich sein.² Projekte, die unter diesen Bedingungen nicht über eine langfristige Preisabsicherung durch private Abnahmeverträge oder durch eine gesetzliche Marktprämie verfügen, können bloss noch Deckungsbeiträge erwirtschaften und erreichen keine genügende Rendite mehr. Einmalige Investitionsbeiträge sind daher wenig geeignet, dieses Problem des Marktpreisrisikos in wettbewerblichen Strommärkten zu lösen. Diese Realität des grenzüberschreitenden Strommarktes und der damit einhergehenden grenzüberschreitenden Preisbildung muss bei der regulatorischen Ausgestaltung des langfristigen Finanzierungsmodells für neue inländische Produktionskapazitäten für Klein- und Grossanlagen abgebildet werden.

Dies vorausgesetzt, empfehlen wir bei der Weiterentwicklung des Finanzierungsmodells für den Ausbau der neuen Produktionskapazitäten und für die verbesserte Marktintegration der dezentralen Kraftwerke eine Lösung mit Investitionsbeiträgen für Kleinanlagen und mit einer gleitenden Marktprämie für Grossanlagen. Dies muss eine unbefristete Massnahme sein, um den Umbau des Energiesystems bis 2050 wirklich bewerkstelligen zu können.

Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit bleibt dabei oberstes Gebot, auch im offenen Strommarkt. Eine Mehrheit von Parteien und Organisationen verlangt daher eine Stärkung der inländischen Stromerzeugung.³ Dies kann mit dieser Gesetzesrevision gelingen, wenn die Gesetzesartikel die langen Investitionszyklen von Kraftwerken berücksichtigen.

¹ Ursache dieser Entwicklung ist, dass der Ausbau von Speicher-Kapazitäten hinter dem Bau neuer Kapazitäten hinterherhinkt.

² Agora Energiewende: Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, Agora_Energiewende_EEG_3_0_LF_web.pdf

2. Weiterentwicklung der Finanzierungsmodelle für Erneuerbare Kraftwerke

a. Ausbauziele und Geltungsdauer

Die Schaffung von planbaren Finanzierungslösungen für Infrastrukturinvestitionen wie Kraftwerke ist von grösster Wichtigkeit. Wir begrüssen es daher, dass auch ein Ziel für das Jahr 2050 in das Gesetz aufgenommen wird. Gleichzeitig haben wir aber grosse Vorbehalte, bereits heute wieder eine neue Sunset Klausel ins Gesetz zu schreiben und damit mit der Schaffung der Rechtssicherheit auch die Ausserkraftsetzung derselben bereits zu thematisieren. Dies, obwohl im erläuternden Bericht darauf hingewiesen wird, dass die Ermittlung eines allfälligen zusätzlichen Ausbaupfades erst noch ermittelt werden soll und nach ersten Schätzungen sogar höher ausfallen wird. Wir gehen davon aus, dass mit dem neuen Marktmodell auch ein verbindliches Finanzierungsmodell für Kraftwerkskapazitäten eingeführt werden soll. Dieses Finanzierungsmodell wird mit dieser Revision ermöglicht und unterscheidet sich wesentlich von einer Förderregelung für erste Ausbauschritte bei den neuen erneuerbaren Energien. Unter dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit geht es heute darum, das Marktmodell und das Finanzierungsmodell langfristig und nachhaltig auszugestalten. **Eine Ausbauzielsetzung 2050 ist daher richtig, eine Sunset Klausel (Artikel RevEnG Artikel 38, Abs 1) ist nicht nötig und wird von uns abgelehnt.**

b. Ablösung des Einspeisevergütungssystems mit Investitionsbeiträgen

Ausgangspunkt der Revision des EnG und die Schaffung einer neuen Finanzierungsregelung für den Kraftwerkbau sind die Bestimmungen im EnG Art. 30 Absatz 5 und Art. 38, Absatz 2. Der Bundesrat geht davon aus, dass mit diesen Gesetzesbestimmungen die Abschaffung der besonderen Unterstützungsmassnahmen (6. Kapitel EnG) und des Einspeisevergütungssystems (4. Kapitel EnG) zwingend sei.

Diese Ansicht teilen wir nicht, vielmehr wollte der Gesetzgeber die Verpflichtung formulieren, dass ein erneuertes Modell sich durch eine stärkere Marktnähe (marktnahes Modell) auszeichnet. Wir lehnen daher die vollständige Ablösung des Einspeisevergütungssystems mit Investitionsbeiträgen ab, denn gerade ein marktnäheres Modell, muss die zusätzlichen Risiken, die durch eine stärkere Marktintegration entstehen, abbilden können.

Indem der Gesetzgeber deutlich machte, dass im geltenden Einspeisevergütungssystem spätestens ab dem 1. Januar des sechsten Jahres keine Gesuche mehr gestellt werden mehr können, weist alleine darauf hin, dass dieser Verpflichtungsmechanismus in der aktuellen Ausgestaltung nicht fortgeführt werden soll.

Dies vorausgesetzt beantragen wir, dass beim zukünftigen Finanzierungsmodell eine grundsätzliche Regulierungs-Unterscheidung gezogen wird, zwischen Kleinanlagen und Grossanlagen.⁴

³ «Der Forderung nach einem angepassten Marktmodell mit zusätzlichen Investitionsanreizen schliessen sich die Mehrheit der politischen Parteien, die EnDK sowie grossmehrheitlich die Elektrizitätswirtschaft an. Insgesamt gehen diese Vernehmlassungsteilnehmenden davon aus, dass das Marktmodell des Vernehmlassungsvorschlags nicht den Anforderungen an ein «marktnahes Modell» nach Artikel 30 Absatz 5 EnG genügt.» UVEK: Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), September 2019, Seite 8

⁴ Die generelle Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen ist der europäischen Regulierung geschuldet, die diese Unterscheidung sowohl in der EE-Richtlinie 2018/2001 wie auch in der Leitlinie der EU Kommission «Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01)» explizit ermöglicht und im Hinblick auf die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren erfordert. Die EU- Kommission hat mit der Pressemitteilung vom 7. Januar 2019 mitgeteilt, dass sie vorhat, die eigentlich 2020 auslaufenden Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen (UEBL) um zwei Jahre, also bis Ende 2022, zu verlängern. Zudem ist zu erwähnen, dass die Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen inzwischen im Sekundärrecht der EU abgebildet ist.



Abb 1: Das langfristige Finanzierungsmodell für Erneuerbare Kraftwerke muss zwischen Klein- und Grossanlagen unterscheiden. Kleinanlagen wird eine schweizweit einheitliche Einspeisevergütung gewährt und beim Investitionsbeitrag zwischen Eigenverbrauchsanlagen und Volleinspeisungsanlagen unterschieden. Grossanlagen werden zur Direktvermarktung verpflichtet und ermitteln die gleitende Marktpremie in einer wettbewerblichen Ausschreibung.

Dies auch in Anlehnung an die europäische Regulierung⁵, die in allen europäischen Ländern ab dem 1. Juli 2021 umgesetzt werden muss. Dieser Unterscheidungs- Grundsatz sollte auch in unserer Regulierung abgebildet werden. Bei Kleinanlagen soll weiterhin mit Investitionsbeiträgen und neu einem schweizweit einheitlichen Rücklieferarif⁶ die nötige Investitionssicherheit geschaffen werden, weil hier die wettbewerbliche Marktintegration nur beschränkt möglich sein wird. (Kleinanlagen können selten im Preiswettbewerb der Grosskraftwerke bestehen) Auch ist die verlässliche Finanzierungsregelung von Kleinanlagen nur in Kombination von schweizweitem Einspeisetarif und schweizweit gültigen Investitionsbeiträgen effektiv zu gestalten. Die in den letzten Jahren erfolgte Fokussierung auf ausschliessliche Realisierungsmöglichkeiten mit einem hohen Eigenverbrauch ist energiewirtschaftlich fraglich, da alle diese Kleinsysteme für sich alleine optimiert werden, das Gesamtsystem aber kaum einen Zusatznutzen erfährt oder in der Kosten-Nutzen- Beurteilung kein Kriterium darstellt. Daher ist für Kleinanlagen wieder ein Finanzierungsmodell zu schaffen, das auch eine Volleinspeisung der produzierten Energie ermöglicht. Zudem sollen die Kantone für Kleinanlagen weiterhin die Möglichkeit haben, lokal- regional- und energiepolitisch auf die Förderung der Investitionstätigkeit im Sinne einer «kantonalen grünen Investitionsoffensive» selber einwirken zu können.⁷

Für Grossanlagen soll die Direktvermarktung vorangetrieben werden und falls die Markterlöse einen wirtschaftlichen Betrieb nicht erlauben, kann ein Produzent in einer Auktion eine gleitende Marktpremie zugesprochen bekommen. Die vorgeschlagenen Auktionen werden daher von uns unterstützt, sollten aber mit gleitenden Marktpremien ausgestaltet werden.

⁵ RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

⁶ Eine schweizweit gültige Einspeisevergütung ist als Umlage auszugestalten und nicht als Abgabe in einen staatlich verwalteten Fonds. Diesen Grundsatz basiert auf dem EuGH-Entscheid in der Rechtssache C- 405/16 P vom 28. März 2019 betreffend der EEG-Umlage in Deutschland. Der EuGH hat sich damit gegen die bisherige Rechtsauffassung der EU-Kommission und des Gerichts (EuG) gestellt. Damit Vorteile europarechtlich als „Beihilfen“ eingestuft werden können, müssten sie unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden und dem Staat und seiner Verfügungsgewalt zuzurechnen sein. Dies ist bei einer gesetzlichen Umlageverpflichtung zu Gunsten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nicht der Fall. Eine schweizweite Förder- und Ausgleichsregelung für Kleinanlagen ist daher auch europarechtlich machbar und anzustreben. In dem Sinne gibt diese Forderung dem Gesetzgeber verloren geglaubte Spielräume zurück, die im Energienutzungsbeschluss vom 14. Dezember 1990 und im Energiegesetz vom 26. Juni 1998 noch Teil der Gesetzgebung waren.

⁷ Wir verweisen dabei auf die Fördermodelle, wie sie z.B. der Kanton Basel-Stadt kennt. Solche kantonalen Möglichkeiten (z.B. Lokalstromvermarktung mit Lokalstrom-Herkunftsnachweisen, Lokale Solarstrombörsen) sollten zwingend ermöglicht werden.

Der Bundesrat schlägt weiter vor, dass in einem «schlanken Verfahren» die wirtschaftliche Notwendigkeit von Investitionsbeiträgen nicht mehr geprüft werden soll.

«Neu sollen die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht mehr berechnet werden müssen», heisst es in der Vernehmlassungsvorlage.⁸ Dies scheint uns wenig zielführend und ist gar für ein langfristig angelegtes Regime mit dem Zielhorizont 2050 nicht akzeptabel.

- Ohne Wirtschaftlichkeitsprüfung ist zu erwarten, dass hohe Mitnahmeeffekte von Anfang an in das System eingebaut werden, um die nötigen Investitionen zu veranlassen.
- Es ist auch einer effizienten Finanzierung abträglich und verhindert die Priorisierung von günstigen Anlagen.
- Bei Investitionsbeiträgen besteht die Gefahr, dass nach Inbetriebnahme eine verkürzte Nutzungszeit folgt, wenn die laufenden Kosten des Betriebs die Stromerlöse übersteigen, was besonders bei Kraftwerken mit hohen variablen Kosten der Fall sein kann (z.B. Biomasse-Kraftwerke).
- Investitionsbeiträge bis 60 Prozent für Grossanlagen werden der Elektrizitätswirtschaft den Ruf als «ewige Subventionsnehmerin» einbringen. Bei wettbewerblichen Auktionen wäre dies definitiv nicht der Fall.

3. Auktionen für Grossanlagen

Die wettbewerbliche Auktion bei PV-Grossanlagen für eine Finanzierungsleistung in Ergänzung zum Markterlös wird von uns unterstützt. Anstelle von einmaligen Investitionsbeiträgen schlagen wir aber vor, dass für neue Grossanlagen Ausschreibungen mit gleitenden Marktprämien im Gesetz verankert werden. Das auktionierte Ausschreibungsvolumen für Grossanlagen soll bei mindestens 0.8 TWh pro Jahr starten und wird jährlich erhöht, bis das Ausbauziel 2050 erreicht ist. Dieser Vorschlag ist eingebettet in internationale Regulierungsleitlinien zum Ausbau von erneuerbaren Energien in Europa. Er ist vom Grundgedanken geleitet, dass nur der Ausbau und die verstärkte Marktintegration der erneuerbaren Energien die Sicherheit der Versorgung auf dem gewohnt hohen Niveau gewährleisten können.

Dank Wettbewerb und transparenten Gebotspreisen entsteht eine hohe Transparenz über die Höhe der Gestehungskosten und der Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds, was zusammen mit den stark gesunkenen Preisen insbesondere der Photovoltaik vertrauensbildend wirken wird.

Dennoch schliessen wir heute nicht gänzlich aus, dass auch einmalige Investitionsbeiträge im Sinne einer kapitalisierten Marktprämie (Einmalvergütung) in Einzelfällen – zum Beispiel bei kleinen Erweiterungen oder auf eigenen Wunsch der Gesuchstellenden – eine Option bleiben können. Wir schlagen deshalb vor, im Gesetz auch diese Möglichkeit zu verankern und beim Vollzug eine gewisse Flexibilität zu ermöglichen. Die Einzelprüfung der nicht amortisierbaren Mehrkosten muss aber Pflicht bleiben und für Neuanlagen sollten wettbewerbliche Auktionen mit gleitenden Marktprämien einen grossen Teil des Marktes bei allen Technologien abdecken.

⁸ Revision der Energiegesetzes, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, Seite 6

4. Beibehaltung der Investitionsbeiträge für Kleinanlagen

Bei Kleinanlagen, insbesondere Photovoltaik, sprechen wir uns für die Weiterführung der bisherigen Einmalvergütungen ohne Abstriche aus. Ausschreibungen eignen sich für Kleinanlagen nicht, weil die Transaktionskosten einer Auktion im Verhältnis zum Ertrag viel zu teuer sind. Die bisher erfolgreichen Instrumente (Einmalvergütung, Eigenverbrauch und ZEV) sollten vielmehr ausgebaut werden. Für Kleinanlagen soll eine zentrale Abnahme- und Rückvergütungsstelle geschaffen werden, mit einem schweizweit einheitlichen minimalen Rückliefertarif. Die Gesetzgebung klärt für diese Anlagen die Eigentumsverhältnisse der Herkunftsnachweise und das Ausmass, in welchem die «Grundversorgung» mit Kosten für Herkunftsnachweise belastet werden soll, ohne im Vergleich mit den Kund*innen im offenen Markt zu hohe Benachteiligungen zu erfahren.

Kleinanlagen haben den Vorteil, dass sie integriert in Gebäude oder Infrastrukturen besonders lastnah installiert werden. Durch die Lastnähe können sich Einsparungen bei der Netzbeanspruchung und beim Netzausbau ergeben, die der Gesamtheit der Konsument*innen zugutekommen, auch jenen, die keine Eigenerzeugung betreiben.

Kleinanlagen sind vorteilhaft für die Integration der erneuerbaren Energien, weil die Dezentralität die Sektorkopplung mit Elektromobilen, Wärmespeichern usw. erleichtert. Wenn Elektrizität vor Ort verbraucht, gespeichert oder für neue Zwecke eingesetzt wird, ermöglicht dies eine höhere Flexibilität. Dies kann bei witterungsbedingter Über- oder Unterproduktion zur Preisstabilisierung beitragen; zudem sinken dank den neuen Anwendungen die CO₂-Emissionen, ohne dass oberliegende Netze beansprucht werden. Dezentrale Klein-Systeme verkürzen die Transportwege und verursachen geringere übertragungsbedingte Energieverluste. Die Robustheit des Systems verbessert sich dank Glättung und verbesserter Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch. Diese positiven externen Effekte sind bedeutsam, auch wenn sie nicht in Franken und Rappen beziffert werden können.⁹

5. Zusätzlich zu berücksichtigende Revisions Elemente

Speichertechnologien und Sektorkopplung

Die verstärkte Integration der witterungsabhängigen Stromerzeugung ist eine Herausforderung. Der Bundesrat hat bereits Anstrengungen in Richtung «smart grid» veranlasst, was zu begrüßen ist. Um die Integration neuer Kraftwerke mit erneuerbaren Energien weiter zu steigern, sollten auch die neuen Speichertechnologien in ihrer ganzen Bandbreite genutzt werden.

Die Gesetzesrevision sollte deshalb ergänzt werden:

- a. Zur besseren Integration der Anlagen sollten die Ausschreibungen und Einmalvergütungen so gestaltet werden, dass das Erzeugungsprofil der neuen Kapazitäten von Anfang an auf die spezifischen Versorgungslücken in der Schweiz ausgerichtet werden. dies betrifft in erster Linie die Stromerzeugung für das Winterhalbjahr (siehe dazu die Ausführungen weiter unten)
- a. Wir begrüßen es, dass der Bundesrat allen Speichertechniken ermöglichen will, ihre Flexibilität am Markt anzubieten. Angesichts der geldwerten Vorteile, die sie für das Gesamtsystem erbringen (Kostenersparnis für Systemdienstleistungen) sollten alle Technologien Rückgriff nehmen können auf die Finanzierungsinstrumente im Energiegesetz. Der vorgesehene Ausbau der Speicherkraftwerke ist zwar

⁹ Zum Nutzen der dezentralen erneuerbaren Energien siehe auch: RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Seite 10

richtig, aber die neuen Technologien, insbesondere innovative Batterien, deren Preise ins Rutschen gekommen sind, wie auch synthetische Gase auf Basis von erneuerbaren Energien sollten dadurch keine Diskriminierung erfahren.

- a. Alle Speichertechniken sollten punkto Netzgebühren gleichbehandelt werden; ihre rechtliche Stellung sollte in der laufenden Revision dringend harmonisiert werden, sodass es nicht länger zu Doppelbelastungen bei den Netzgebühren kommt.

Besondere Regelungen für die Biomasse

Für den Weiterbetrieb und den Zubau von Biomasseanlagen (Holz/Biogas) braucht es ein separates Finanzierungsmodell, das nicht nur die Investitionskosten, sondern auch die Betriebskosten deckt.

Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die Corona-Pandemie zeigt, was passieren kann, wenn strategische Güter nicht ausreichend verfügbar sind und wenn Exporte von den Nachbarländern aktiv zurückgehalten werden. Elektrizität ist ein strategisches Gut par excellence. Die Kosten eines flächendeckenden Stromausfalls sind prohibitiv hoch. Die Aufrechterhaltung eines angemessenen Eigenversorgungsgrades ist wichtig, ebenso wichtig ist aber auch eine gute Vernetzung mit dem Ausland zur Optimierung der Bewirtschaftung in «normalen Zeiten».

Die ElCom warnt seit Jahren vor der Gefährdung der Versorgungssicherheit. In ihrem neusten Bericht vom 27. Februar 2020 hat sie auf die sich verschlechternde Versorgungslage im Winterhalbjahr hingewiesen, die sich weiter zuspitzen wird, wenn Kernkraftwerke in der Schweiz und Kern- und Kohlekraftwerke in den Nachbarländern in grösserer Zahl vom Netz gehen.¹⁰ Sie schreibt bezüglich der Schweizer Kapazitäten:

«Insgesamt fallen in den nächsten 15-25 Jahren rund 14 TWh Winterproduktion weg. Zusammen mit dem durchschnittlichen Importbedarf aus den letzten 10 Jahren führt dies rechnerisch (ohne Zubau im Inland) zu einem Winter-Importbedarf von rund 17 TWh.»

Wir begrüssen es, dass der Bundesrat die Fortschritte bei der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien explizit anerkennt. Auch finden wir es korrekt, dass der Bundesrat einen «Ausbau betrachtet, der notwendig ist, um im Jahr 2050 über das Jahr gesehen den Strombedarf der Schweiz decken zu können».¹¹ Allerdings werden diese Betrachtungsweisen in der Vernehmlassungsvorlage vom Bundesrat nicht umgesetzt.

Für die Botschaft wünschen wir uns, dass die Ausbauziele angepasst und die Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Gesetz explizit verankert werden.

- A) Auch für das inländische Stromangebot im Winterhalbjahr sind Zielwerte im Gesetz zu verankern, die innerhalb definierter Fristen verbindlich umzusetzen sind. Die Berechnungsmethoden inkl. Anrechnung von Speichern und von neuen Kapazitäten sind per Verordnung zu regeln; dabei können auch vertragliche Vereinbarungen, die dank dem Abschluss eines Stromabkommens mehr Sicherheit schaffen, berücksichtigt werden.
- B) Die Ausbauziele in Artikel 2 EnG sind, unter Berücksichtigung der Speicher, auf die knappen Monate im Winterhalbjahr auszurichten, wenn Engpässe entstehen können. Speichertechniken sind entsprechend ihrer Leistungsfähigkeit zu berücksichtigen und die Förderung von neuen Speichern sollte gesetzlich ebenfalls verankert werden.
- C) Alle Speicher sollten bei den Netzgebühren gleichbehandelt werden: Pumpspeicherwerke, Batterien, synthetische Gase aus erneuerbaren Energien und Wärmespeicher, soweit sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit mit Elektrizität leisten.

¹⁰ Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion, Einschätzung der ElCom, 27. Februar 2020

¹¹ Erläuterungen Seite 12

- D) Die Ausschreibungen von Grossanlagen sollten auch auf die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr ausgerichtet werden können. Sie sollen alle zweckdienlichen Techniken berücksichtigen und sind nicht- diskriminierend zu gestalten.¹²
- E) Die Wahrscheinlichkeit, dass der Weiterbetrieb von Kernkraftwerken vorzeitig eingestellt wird, soll bei den Ausbauzielen berücksichtigt werden, wie es die ElCom tut. Die Ersatzplanung soll möglichen, unvorhergesehenen Abschaltungen Rechnung tragen, indem Ersatzkapazitäten ex ante aufgebaut und potenzielle Standorte im Voraus definiert werden. Für Photovoltaik sollten die Kantone bei der Schaffung von Planungsgrundlagen einbezogen werden. Wie bei den Fruchtfolgeflächen ist eine Standortvorratspolitik im Gesetz zu verankern, ebenso die Priorisierung von Installationen auf öffentlichen Gebäuden und Anlagen.
- F) Wir begrüssen es, dass der Bundesrat bei seinen Betrachtungen den zusätzlichen Strombedarf für Wärmepumpen (anstelle fossiler Heizungen) und für Elektromobile (anstelle von Verbrennungsmotoren) einbeziehen will. Die Energie-Perspektiven sollten zudem die Bedürfnisse der Industrie nach CO₂-neutralen Energien und Grundstoffen (Wasserstoff, Biomethan usw.) berücksichtigen.

6. Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

Antrag

Art. 15 Abnahme – und Vergütungspflicht für Elektrizität (neu)

1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft- Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

2 Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

3 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt für Klein- und Grossanlagen, welche durch eine Leistungsobergrenze limitiert ist. Kleinanlagen haben in der Regel eine maximale Leistungsobergrenze von 250 kW. Der Bundesrat kann die Leistungsobergrenze für Klein- und Grossanlagen technologisch unterschiedlich ausgestalten, wenn dies zur Erreichung der Ausbauziele sinnvoll erscheint. Anlagen über der Leistungsobergrenze werden durch diesen Artikel nicht berührt.

4 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt und überwälzt in einem Umlageverfahren die nicht gedeckten Kosten diskriminierungsfrei auf die Energieversorgungsunternehmen mit Endkundenlieferverpflichtungen. Die Energieversorgungsunternehmen mit Endkundenverpflichtung können die Umlagekosten in die Endkundenpreise einrechnen. Der Bundesrat kann zur Vermeidung von regional ungleichen Belastungen durch Rückliedertarife zusätzliche Ausgleichsmassnahmen anordnen.

5 Die Vergütung der Elektrizität bei Kleinanlagen richtet sich nach der vom Bundesrat festgelegten schweizweit gültigen Rückliedervergütung. Der Bundesrat orientiert sich bei der Festlegung an der mehrjährigen Strompreisentwicklung für Endkunden in der Grundversorgung gemäss den Erhebungen der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom.

6 Die Vergütung der Elektrizität bei Grossanlagen richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23, wenn im Rahmen der Direktvermarktung keine andere Einigung zwischen dem Produzenten und dem Energieversorgungsunternehmen erzielt wird.

7 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen oder eine gleitende Marktprämie nach Art. 19 beanspruchen.

¹² Das Bundesamt für Energie soll die Spielregeln für die Auktionen im Detail festlegen. Für die Durchführung der Auktionen könnte sich die ElCom am besten eignen, weil sie unabhängig von der Elektrizitätswirtschaft operiert.

Begründung

Der Artikel 15 legt das Finanzierungsmodell im Generellen fest. Es wird zwischen Kleinanlagen und Grossanlagen unterschieden. Kleinanlagen erhalten eine schweizweite, umlagefinanzierte Rückliefervergütung. Grossanlagen können in einer Ausschreibung eine gleitende Marktprämie beantragen, wenn der Referenz-Marktpreis für eine Investitionstätigkeit nicht genügen Sicherheit gewährt.

Antrag

Art. 15a Abnahme- und Vergütungspflicht von Gas aus Biomasse und anderen erneuerbaren Energien (neu)

Die materielle Regelung ist Gegenstand der aktuellen Erarbeitung des GasVG. Für Biogas-Einspeisung schlagen wir folgende Formulierung vor:

Bei Biogas orientiert sich die Vergütung am Preis, den der Gasnetzbetreiber für den Kauf von Biogas aus neuen inländischen Produktionsanlagen zu bezahlen hätte. Der Bundesrat regelt die Höhe der Vergütung; er kann eine Rückvergütung der Kosten aus der Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe oder aus einer Klimaabgabe vorsehen.

Begründung

Zur Abnahme und Vergütung von Gas und Elektrizität sollte je einen separaten Artikel gelten. Die spezifischen Regelungen für Gas werden derzeit im Rahmen des GasVG diskutiert und sind nicht Gegenstand der Revision EnG. Sollte die Gesetzgebung zum GasVG nicht abgeschlossen sein, ist hier die oben skizzierte Regelung für die Einspeisung und Vergütung des Biogases vorzunehmen. Die Bestimmungen betreffend Biogas sollen dafür sorgen, dass ein neuer Absatzkanal erschlossen wird, der nicht der Stromerzeugung dient, sondern dem Ersatz von Erdgas und damit dem Ziel von CO₂-Reduktionen. Die Nachfrage nach «grünem Gas» kann derzeit in der Schweiz nicht befriedigt werden. Angesichts der Kosten der Stromerzeugung durch Biogas scheint es sinnvoll, Biogas vermehrt dem Wärmesektor zuzuweisen.

Antrag

Art. 19 Teilnahme am Einspeisevergütungssystem Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien

1 Am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien können die Betreiber von ~~Neuanlagen~~ neuen oder erheblich erweiterten Anlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen und unterhalb der Leistungsobergrenze liegen:

- a. Wasserkraft;
- b. Sonnenenergie;
- c. Windenergie;
- d. Geothermie;
- e. Biomasse.

2 ersatzlos streichen (Ausschreibungen werden nur durchgeführt, wenn Mittel vorhanden sind)

3 ...

4 Nicht am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können die Betreiber von:

- a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 250 kW;
- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 250 kW;
- c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen;
- e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

5 streichen

6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe a und b weiter unterteilen, damit eine der Leistungsgrösse entsprechende Rückliefervergütung festgelegt werden kann. Er kann Leistungsgrenzen zwischen Gross- und Kleinanlagen auch für andere Technologien einführen (z.B. Windkraft)

7 ...

Begründung

Im Artikel 19 werden die Regeln für das Ausschreibungsmodell der gleitenden Marktprämie bei Grossanlagen formuliert und für die Kleinanlagen eine schweizweite Rückliefervergütung bis 250 kW festgeschrieben. Eine weitere Unterteilung der Rückliefervergütung ist möglich.

Antrag

Art. 20 Teilweise Teilnahme

1 ... am Ausschreibungsverfahren teilnehmen kann, insbesondere....

3 (neu) Erheblich erweiterte Anlagen nehmen nur im Umfang der dadurch erzielten Mehrproduktion am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teil.

Begründung

Das Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien schafft Anreize für das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Entsprechend ist bei bestehenden Anlagen nur die durch Erweiterungen erzielte Mehrproduktion teilnahmeberechtigt.

Antrag

Art. 21 Direktvermarktung

1 ...

2 Für ~~einzelne Anlagentypen~~ Kleinanlagen bis 250 kW, die nach dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, legt der Bundesrat eine schweizweite Rückliefervergütung fest, die oberhalb des Referenz-Marktpreises liegt. Kleinanlagen, welche die schweizweite Rückliefervergütung beanspruchen, müssen ihre Elektrizität nicht direkt vermarkten.

3 Die Vergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der ~~Einspeiseprämie~~ gleitenden Marktprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 entspricht sie der schweizweiten Rückliefervergütung.

4 Die Einspeiseprämie-gleitende Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem in der Ausschreibung ermittelten Gebotspreis und dem Referenz-Marktpreis.

5 Übersteigt bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden, der Referenz- Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.

6 (neu) Der Bundesrat legt aufgrund der Ausschreibungen eine administrierte gleitende Marktprämie fest, die von Grossanlagen beansprucht werden kann, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen und einen erheblichen Teil der Produktion im Eigenverbrauch nutzen.

Begründung

Der Grundsatz der Direktvermarktung und damit der Marktintegration der neuen Produktionskapazitäten wird beibehalten. Preisstützungssysteme müssen zwingend die Marktpreise berücksichtigen. Dies kann nur ein Modell mit Marktprämie aufgrund von Ausschreibungen. Für Kleinanlagen sind Ausnahmen möglich und die sind hier formuliert. Für Anlagen, die im bisherigen Einspeisevergütungssystem verbleiben, ist eine Übergangsbestimmung am Ende des Gesetzes zu ergänzen.

Antrag

Art. 22 Vergütungssatz

1 (neu) Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt.

2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. Er kann saisonal abgestuft werden.

3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere für die vom Bundesamt für Energie festgelegte gleitende Marktprämie bei Anlagen mit Eigenverbrauch (Rest streichen)

Begründung

Grundsätzlich werden die Vergütungssätze nur noch im Ausschreibungsverfahren festgelegt. Da aber auch Grossanlagen den Eigenverbrauch nutzen können, muss für diese Anlagen ein von der Verwaltung festgelegter Vergütungssatz ermöglicht werden. Dieser Vergütungssatz kann sich an den Ergebnissen der Ausschreibungen orientieren und einen Standard-Eigenverbrauch berücksichtigen. Eine Einzelfallprüfung ist auszuschliessen.

Antrag

Art. 24 Grundsatz

1 ... der folgenden Anlagen können, ~~sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36)~~, einen Investitionsbeitrag

2 Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämie (Art. 19) teilnehmen können.

Begründung

Ein verlässliches Finanzierungsmodell für den Umbau des Energiesystems muss diese «sofern die Mittel-reichen-Philosophie» endlich überwinden. Wenn die Versorgungssicherheit als systemrelevant betrachtet wird, kann nicht in diesem kleinlichen Gedanken der begrenzten Mittel verharret werden. Der Ansatz 2 ermöglicht auch, dass Investitionsbeiträge für Grossanlagen denkbar sind, wenn sie auf die gleitende Marktprämie verzichten. Der

Bundesrat tut aber gut daran, das zukünftige Preisstützungssystem für Grossanlagen ausschliesslich auf die gleitende Marktprämie abzustellen.

Antrag

Art. 25 a Auktionen für die Einmalvergütung

Streichen

Begründung

Kleinanlagen eignen sich nicht, um in Auktionen ihre Investitionsrahmenbedingungen zu ermitteln. Diese Bürokratie muss nicht sein, denn die Preisstützung kann mit abgestuften Einmalvergütungen wie bisher erfolgen.

Antrag

Art. 35 Erhebung und Verwendung

3 Der Netzzuschlag beträgt 2.3 Rp./kWh. Der Bundesrat kann ihn bedarfsgerecht erhöhen um jährlich um 0.1 Rp/kWh, bis maximal 3.0 Rp/kWh

Begründung

Die Rahmenbedingungen können nur verbessert werden, wenn der Bundesrat über die Mittelherkunft die Geschwindigkeit der Zielerreichung steuern kann. Ein Finanzierungsregime für eine verbesserte Versorgungssicherheit, dank neuen Kraftwerkskapazitäten, das gleichzeitig auf Wartelisten aufbaut, lehnen wir dezidiert ab.

Art. 36 Mittelverwendung

Kommentar

Dieser Artikel ist neu zu konzipieren, die Mittelverwendung ist so auszugestalten, dass Kraftwerke gebaut werden können und nicht sich die Gesetzgebung darin erschöpft, ein Wartelistenmanagement aufzubauen. Daraus ergibt sich folgende Priorisierung:

1. Kleinanlagen müssen immer sofort Finanzierungszusagen erhalten
2. Die Ausschreibungsvolumen von Grossanlagen haben sich nach den vorhandenen Mitteln zu richten.
3. Der Höchstanteil von 0.1 Rp./kWh für weitere Ausschreibungen sind erst durchzuführen, wenn keine Produktionskapazitäten mehr gebaut werden können.

Alle gesetzlichen Grundlagen für ein Wartelistenmanagement lehnen wir ab, weil wir der Meinung sind, dass wir heute ein Finanzierungsregime für einen Systemumbau zu mehr erneuerbaren Energien gestalten. Diese energiewirtschaftliche und klimapolitische Systemrelevanz erlaubt es nicht mehr, weiterhin dem Gedanken einer Warteliste anzuhängen.

Antrag

Art. 37a Umlagefinanzierung für Kleinanlagen

1 Die Investitionsbeiträge und die schweizweite Rückliefervergütung für Kleinanlagen gemäss Art. 19 werden von den Energieversorgungsunternehmen finanziert, die Endkunden beliefern.

2 Die Unternehmen dürfen die entstehenden Kosten auf die Endkunden überwälzen und in die Energiepreise einrechnen.

3 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten

Begründung

Für die Kleinanlage wird keine Abgabe im Sinne des Netzzuschlags erhoben. Vielmehr soll eine Umlagefinanzierung im Strombereich wieder Einzug halten. Diese Regelung war bereits mit dem Energienutzungsbeschluss 1990 und mit dem Energiegesetz 1998 geschaffen worden und mit dem KEV-Zuschlag abgeschafft worden. Die jüngste Rechtsprechung auf europäischer Ebene zeigt, dass eine **Umlage statt eine Abgabe**, der richtige Weg ist, die erneuerbaren Energien verlässlich in das Versorgungssystem einzubauen. Daher vertreten wir die Ansicht, dass das heutige Abgaberegime grundsätzlich in ein Umlagesystem umzuwandeln ist. Sofern dies nicht möglich erscheint, sollten mindestens für Kleinanlagen ein verlässlicher Finanzierungsmechanismus gefunden werden. Das Umlageverfahren ist jedem Rechtswissenschaftler aus dem Sozialversicherungsrecht vertraut. Es muss jetzt ins Energierecht transformiert werden, wie dies in europäischen Nachbarländern auch vollzogen wurde und wie wir das auch bei der Umlage der Regelernergie und den Systemdienstleistungen bereits vollzogen haben.

Antrag

Art. 38 Auslaufen der Unterstützung

Ersatzlos streichen

Begründung

Wir setzen heute Regulierungen auf für die Transformation eines ganzen Energiesektors für die nächsten 30 Jahre. Dabei müssen sich das Marktdesign (wettbewerblich und grenzüberschreitend mit Strombörsen) und das Finanzierungsdesign (Preisstützungssystem aufgrund von Auktionen) langfristig ergänzen. Der hier im Artikel 38 formulierte Unterstützungsgedanke ist eine nicht mehr sachgerechte Formulierung. Denn wenn die Marktpreissignale langfristig genügen, dann werden in Auktionen die gleitenden Marktpremien gegen Null tendieren und sie erledigen sich von alleine.

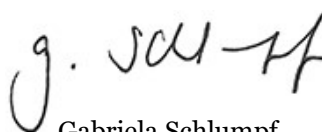
Einzig für Kleinanlagen kann von einer Unterstützung gesprochen werden, diese Unterstützung muss aber über einen schweizweiten Rücklieferatarif immer umlagefinanziert werden und orientiert sich an den Endkundenenergiepreisen. Das Auslaufen der Unterstützung ist kein verlässliches Signal bei der Gestaltung von Rahmenbedingungen. Eventualiter müsste es, wenn schon, so formuliert sein, dass 3 Jahre vor dem Auslaufen der Unterstützung die Bundesversammlung über die weitere Regulierung zum Umbau des Energiesystems mit den damaligen Erkenntnissen befindet.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung dieser Stellungnahme und stehen für Rückfragen jederzeit zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Hansjörg Steiner
Zentralpräsident



Gabriela Schlumpf
Direktorin



**Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
Erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
CH – 3003 Bern**

per Email: contact@bfe.admin.ch

Bern, 12. Juli 2020

Revision des Energiegesetzes, Vernehmlassungsantwort der Konferenz der Gebäudetechnik-Verbände

Sehr geehrte Damen und Herren

Für Ihre Einladung zur Vernehmlassung oben genannter Vorlage danken wir Ihnen. Gerne geben wir Ihnen im Folgenden unsere Überlegungen zu den Punkten, die unsere Kernkompetenz betreffen, bekannt.

Unsere Kernkompetenz liegt im Bereich der Gebäudetechnik. Die Konferenz der Gebäudetechnik-Verbände vereint 34 Verbände der Branche und deckt alle gebäudetechnischen Belange ab.

Der Bedarf an elektrischer Energie steigt für den Transport und für die Gebäudetechnik, insbesondere durch den Ersatz von fossilen Heizungen mit Wärmepumpen.

Die Zielsetzung bei der Revision des Energiegesetzes einer sicheren und ausreichenden Stromversorgung über das ganze Jahr ist zu befürworten. Dabei geht es vermehrt um die Nutzung von System- und Anlageneffizienz. Gemäss unserer Beurteilung fehlt die Tageslichtnutzung komplett.

Verbesserungsbedarf bei Art. 44

Der Artikel 44 beschreibt Rahmenbedingungen „für serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge, Geräte und für deren serienmässig hergestellte Bestandteile“.

Im Weiteren fehlt der Einbezug der Tageslichtnutzung und der damit verbundenen Einsparung an elektrischer Energie.

Vorschläge für Art. 44

„1 Zur Reduktion des Energieverbrauchs erlässt der Bundesrat für serienmässig hergestellte Fahrzeuge, Anlagen, ~~Fahrzeuge~~, Geräte, auch für solche, die der Gebäudeheizung, -kühlung und -belüftung dienen sowie ~~und~~ für deren serienmässig hergestellte Bestandteile, die in der Schweiz in Verkehr gebracht werden, Vorschriften über:.....“

Der Bundesrat erlässt Vorschriften für die Nutzung und Effizienz von lichtdurchlässigen Bauelementen in den Gebäudehüllen.

Begründung

Die Reduktion des Energieverbrauches durch die Nutzung von lichtdurchlässigen Baukörpern, wie zum Beispiel der Einbau von Fenstern, fehlt komplett. Damit keine Energielöcher in den Gebäudehüllen entstehen, braucht es für die lichtdurchlässigen Baukörper Effizienzvorschriften.

Bei Gebäudetechnikanlagen und Geräten haben die Kantone grösste Schwierigkeiten, weil den Behörden oft die Fachleute fehlen, um im Vollzug bezüglich Effizienz, Betriebssicherheit, Nachhaltigkeit und Lebenszyklusbetrachtung zielführende Massnahmen zu ergreifen. Die kantonale Beurteilung von Gebäudetechnikanlagen macht keinen Sinn, da zum Beispiel Klimagräte oder dergleichen für alle Kantone identisch hergestellt und eingebaut werden. So kann mit Fug und Recht festgestellt werden, dass es sich bei Gebäudetechnikanlagen um serienmässig hergestellte Anlagen handelt, die eidgenössische Gesetze und Verordnungen erfüllen müssen. Den wirtschaftlichen Nutzen von eidgenössischen Regelungen gegenüber kantonalen Regelungen (26 Kantone behandeln identische Vorgänge) lässt sich anhand anderer Beispiele einfach errechnen. In Anbetracht der finanziellen Lage der Eidgenossenschaft im Zusammenhang mit der aktuellen Wirtschaftslage ist es auch unverantwortlich die gleiche Arbeit 26 mal ausführen zu lassen, wenn es auch möglich ist, die Regelung national aufzustellen. Kein einziger Haartrockner, Tumbler, Mikrowellenherd, Fernseher oder keine Wärmepumpe wird für den Kanton Genf auf andere Weise gefertigt, als für den Kanton St. Gallen. Daher schlagen wir die Ergänzung in Art. 44 vor und sind sicher, dass viele Unsicherheiten beim Vollzug in den Kantonen ausgeräumt und keine kantonalen Hoheiten unnötig beschnitten werden. Wir kennen die Bundesverfassung mit der Kompetenzenteilung bei Gebäuden und stellen fest, dass der Sammelbegriff Gebäude unzureichend ist. Dass das Äussere von Gebäuden in ein Stadt- oder Dorfbild passen muss, ist klar kommunale Kompetenz. Hingegen kann die Gebäudetechnik ohne den Kantonen etwas wegzunehmen, national geregelt werden.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und für die Berücksichtigung unserer Überlegungen. Für die Beantwortung von Fragen stehen wir Ihnen jederzeit zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Konferenz der Gebäudetechnik-Verbände



Stephan Peterhans

Mitglied Vorstand KGTV, Vizepräsident

Schweizerischer Baumeisterverband, Postfach, 8042 Zürich

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Bernhard Salzmann
Vizedirektor
Leiter Politik und Kommunikation

Direkt +41 58 360 76 30
Mobile +41 78 762 45 31
bsalzmann@baumeister.ch

Zürich, 10.07.2020

Vernehmlassungsantwort zur Revision des Energiegesetzes

Geschätzte Damen und Herren

Mit der Eröffnung der Vernehmlassung vom 3. April 2020 laden Sie interessierte Kreise ein, Stellung zur Revision des Energiegesetzes zu nehmen.

Der Schweizerische Baumeisterverband (SBV) ist die gesamtschweizerische Berufs- Wirtschafts- und Arbeitgeberorganisation des Bauhauptgewerbes mit über 20 Milliarden Franken Umsatz und rund 80'000 Mitarbeitenden. Mit Sektionen in allen Kantonen vertritt der SBV die Interessen von mehr als 2'500 Bauunternehmen. Das Bauhauptgewerbe erwirtschaftet rund 5 Prozent der Schweizer Wertschöpfung (BIP). Der SBV ist die Organisation der Arbeitswelt für den Hoch- und Tiefbau und engagiert sich als Verbundpartner mit Bund und Kantonen für eine zukunftsorientierte Bildung. Als einer der grössten Sozialpartner der Schweiz engagiert sich der SBV für faire und wirtschaftliche Arbeitsbedingungen in der Branche.

Der SBV begrüsst die Stossrichtung zur Förderung von Grosswasserkraftwerke. Im Vordergrund muss jedoch nach wie vor die Versorgungssicherheit stehen. Gleichzeitig müssen die ambitionierten Energieziele mit einfachen und unkomplizierten Massnahmen erreicht werden können, was wir insbesondere bei der Energieetikette stark bezweifeln.

1. Allgemeine Bemerkungen

Der Bundesrat verfolgt ambitionierte Klimaziele für die Schweiz. Die Revision des Energiegesetzes soll hier die notwendigen Grundlagen schaffen. Zentral dabei ist jedoch die Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz. In diesem Zusammenhang unterstützt des SBV Massnahmen zur Unterstützung von Investitionsbeiträgen in Grosswasserkraftwerke. Gleichzeitig muss das Energiegesetz es möglich machen, dass Massnahmen einfach und unkompliziert umgesetzt werden können.

2. Bemerkungen zu einzelnen Punkten

Art 36 Abs 1 lit. B

Der SBV begrüsst die Erhöhung des Förderanteils für Grosswasserkraftwerke. Diese Erhöhung ermöglicht es den Betreibern die notwendigen Investitionen für neue Infrastrukturprojekte zu tätigen. Mit der Fokussierung auf Grosswasserkraftwerke setzt der Bund zudem auf eine schnelle Realisierung von

Projekten, welche massgeblich zur Versorgungssicherheit beitragen. Gleichzeitig stärken Grossprojekte die einheimische Bauwirtschaft und sichern so Arbeitsplätze vor Ort.

Art. 44 Abs. 1

Die Ausdehnung der Bestimmungen betreffen den Kundeninformationen über die Emissionen von serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen, Geräten sowie für deren serienmässig hergestellte Bestandteile lehnen wir deutlich ab. Die hier vorgeschlagenen Massnahmen erzeugen im Hintergrund ein Unmass an Bürokratie. Informationen über die Lebenszykluskosten von entsprechenden Anlagen, Fahrzeugen und Geräten sind vielerorts nicht vollkommen nachvollziehbar. Es gilt sich hier deshalb an den bestehenden europäischen Vorgaben zu orientieren. Ein spezifisches System für die Schweiz, wie es hier angedacht ist, schafft unnötige Mehrkosten und verteuert entsprechende Anlagen, Fahrzeuge und Geräte ohne einen wesentlichen Mehrwert.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Argumente und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Schweizerischer Baumeisterverband



Benedikt Koch
Direktor



Bernhard Salzmänn
Vizedirektor, Leiter Politik und Kommunikation

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare
Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

ORT/DATUM Zürich, 8. Juli 2020
ZUSTÄNDIG Nicolas Spörri, MLaw, Rechtsanwalt
DIREKTWAHL 043 244 73 22
E-MAIL nicolas.spörri@suissetec.ch

Revision des Energiesgesetzes (Fördermassnahmen ab 2023): Vernehmlassungsantwort

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Unserem Verband gehören rund 3'500 Unternehmungen aus den Branchen Sanitär, Spenglerei/Gebäudehülle, Heizung, Klima/Kälte, Lüftung, Rohrleitungsbau/Werkleitungen sowie Solarinstallationen an. In diesen Unternehmungen bestehen rund 50'000 Arbeitsverhältnisse, wobei die Arbeitnehmenden unserer Hersteller-Lieferanten in dieser Zahl nicht enthalten sind.

Unsere Mitglieder verfügen über das Know-how, um energieeffiziente Produkte herzustellen, um entsprechende Anlagen zu planen und zu installieren. Unsere Branchen leisten damit einen wesentlichen Beitrag zugunsten der Energiestrategie 2050. Die Revision des Energiesgesetzes ist für unsere Mitglieder deshalb von grossem Interesse.

Gerne machen wir hiermit von der Möglichkeit zur Stellungnahme Gebrauch. In der vorliegenden Stellungnahme beschränken wir uns auf diejenigen Aspekte, welche unsere Branchen betreffen.

1. Vorbemerkungen

suissetec ist Mitglied von AEE SUISSE, der Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Diese hat Ihnen eine ausführliche Vernehmlassungsantwort zu rubriziertem Thema zukommen lassen. Als Mitglied von AEE SUISSE tragen wir diese Vernehmlassungsantwort mit und verweisen grundsätzlich darauf. Für die Gebäudetechnikbranche sind in diesem Kontext vor allem dezentrale Photovoltaikanlagen von Bedeutung. Wir werden in diesem Schreiben deshalb hauptsächlich Stellung zu den diesbezüglichen Regelungen beziehen.

**WIR, DIE
GEBÄUDETECHNIKER.**

**NOI, I TECNICI
DELLA COSTRUZIONE.**

**NOUS, LES
TECHNICIENS DU BÂTIMENT.**

2. Stellungnahme

Obwohl die Schweiz die besten Voraussetzungen hätte, um den Grossteil ihres Strombedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken, rangiert sie im europäischen Vergleich betreffend Stromproduktion aus Wind- und Sonnenenergie auf einem der letzten Plätze. suissetec begrüsst daher das Hauptziel der Vorlage, Anreize für die Investition in Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz zu schaffen und die langfristige Stromversorgungssicherheit ganzjährig zu gewährleisten. Allerdings sollte auf die zeitliche Beschränkung der Finanzhilfe bis zum Jahr 2035, wie sie in der Vorlage vorgesehen ist, im Sinne einer langfristigen und rechtssicheren Lösung verzichtet werden. Des Weiteren sollte das Finanzierungsmodell zwischen Gross- und Kleinanlagen unterscheiden, indem für erstere eine gleitende Marktpremie und für letztere Investitionsbeiträge und Einspeisevergütungen vorgesehen werden.

Die Regulierungsunterscheidung zwischen Gross- und Kleinanlagen soll folgendermassen ausgestaltet sein:

Kleinanlagen technologieabhängige Leistungsgrenze		Grossanlagen technologieabhängige Leistungsgrenze	
Schweizweit geltende minimale Rückliefervergütung (umlagefinanziert)		Direktvermarktung (Marktintegration der erneuerbaren Energien)	
Mit Eigenverbrauch	Volleinspeisung	Mit Eigenverbrauch	Volleinspeisung
Investitionsbeitrag I	Investitionsbeitrag II	Gleitende Marktpremie I (administriert)	Gleitende Marktpremie II (auktioniert)

Quelle: Vernehmlassungsantwort zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) der AEE SUISSE vom 15. Juni 2020, S. 4.

Bei den Kleinanlagen soll eine schweizweit einheitliche Einspeisevergütung gewährt und beim Investitionsbeitrag zwischen Eigenverbrauchsanlagen und Volleinspeisungsanlagen unterschieden werden. Grossanlagen sollen mittels wettbewerblicher Ausschreibung zur Direktvermarktung verpflichtet und die Investitionssicherheit über eine gleitende Marktpremie sichergestellt werden.

Für die Photovoltaik-Kleinanlagen ist es zentral, dass die bisherigen Einmalvergütungen weitergeführt werden, denn Auktionen sind für Kleinanlagen kaum wirtschaftlich. Vielmehr muss eine zentrale Abnahme- und Rückvergütungsstelle geschaffen werden, welche einen schweizweit einheitlichen minimalen Rückliefertarif aufweist. Zusammen mit der Einmalvergütung kann somit eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht werden. Des Weiteren beantragen wir,

dass ein Bonus für Anlagen geschaffen wird, welche die Dachfläche vollständig ausnutzen. Dies, weil bei der geltenden Einmalvergütung, der Anteil des eigenverbrauchten Stroms die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst und deshalb die Dächer oftmals nur teilweise mit Solarpanels gedeckt werden.

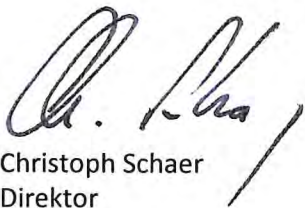
3. Fazit

suissetec begrüsst die Stossrichtung der Revision des Energiegesetzes bezüglich der finanziellen Fördermassnahmen, da es im Hinblick auf die Energiewende unerlässlich ist, dass griffige und verlässliche finanzielle Anreize geschaffen werden. Bei der Ausgestaltung dieser Massnahmen präferieren wir allerdings das Modell der AEE SUISSE, welches zwischen Gross- und Kleinanlagen unterscheidet und für erstere eine gleitende Marktpremie, für letztere Investitionsbeiträge und eine Einspeisevergütung vorsieht.

Wir danken Ihnen für das Interesse, das Sie unserer Stellungnahme entgegenbringen und bitten Sie um Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

Schweizerisch-Liechtensteinischer Gebäudetechnikverband (suissetec)



Christoph Schaer
Direktor



Nicolas Spörri
Mitarbeiter Recht

Kopie an:

AEE Suisse, Stefan Batzli, Falkenplatz 11, Postfach, 3001 Bern

bauenschweiz, Cristina Schaffner, Weinbergstrasse 5, 8006 Zürich

Schweizerischer Gewerbeverband SGV, Henrique Schneider, Schwarztorstrasse 26, 3001 Bern

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Bauenschweiz
Cristina Schaffner
Weinbergstrasse 55
8006 Zürich

Per E-Mail an: EnG@bfe.admin.ch

8.7.2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zum Vorentwurf zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Stellung nehmen zu können.

Bauenschweiz ist die Dachorganisation der Schweizer Bauwirtschaft mit rund 70 Mitgliedorganisationen. Die Bauwirtschaft generiert einen jährlichen Umsatz von über 65 Milliarden Franken und beschäftigt rund 500'000 Arbeitnehmende. Bauenschweiz positioniert sich in der Klimapolitik insbesondere über die CO2-Reduktion im Gebäudepark, eine klima- und energieeffiziente Bauweise und die Lebenszyklusoptimierung von Gebäuden und Bauressourcen. Gerne äussern wir uns nur grundsätzlich und flankierend zu den Stellungnahmen unserer an der Vorlage interessierten Mitgliedorganisationen. Insbesondere die Gebäudetechnik-Branche, deren Unternehmen energieeffiziente Produkte herstellen, wie auch entsprechende Anlagen planen und installieren nehmen eine wichtige Rolle bei der Erreichung der Energieziele 2050 ein. In diesem Zusammenhang stehen namentlich die Bestimmungen rund um die Errichtung dezentraler Photovoltaikanlagen im Vordergrund.

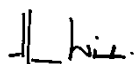
Obwohl die Schweiz gute Voraussetzungen hätte, einen Grossteil ihres Strombedarfs mit erneuerbaren Energien zu decken, befindet sie sich im europäischen Vergleich betreffend Stromproduktion aus Wind- und Sonnenenergie auf einem der hintersten Ränge. Hier gilt es aufzuholen und das hiesige Potential besser abzuschöpfen. Bauenschweiz unterstützt deshalb grundsätzlich die Neuausrichtung der schweizerischen Energiepolitik und damit die Stossrichtung der Revisions-Vorlage. Es gilt, die Anreize für die Investition in Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz zu erhöhen und so die langfristige und ganzjährige Versorgungssicherheit zu stärken. Aus Sicht der Bauwirtschaft soll dabei die Schaffung guter Rahmenbedingungen im Vordergrund stehen, welche eine möglichst hohe Planungs- und Investitionssicherheit für Investitionen in inländische Anlagen gewähren. Gerade mit Blick auf den Gebäudebereich soll dabei der Fokus nicht allein auf Fördermassnahmen, sondern auch auf die Steigerung der Energieeffizienz gerichtet werden.

Für detaillierte Bemerkungen zur Vorlage verweisen wir auf die Berufsverbände aus der Bauwirtschaft, namentlich auf die Organisationen der eingangs erwähnten Gebäudetechnik-Branche, EIT.swiss und suissetec.

Besten Dank für die Berücksichtigung unserer Überlegungen.

Freundliche Grüsse

Bauenschweiz



SR Hans Wicki
Präsident



Cristina Schaffner
Direktorin

Ufficio federale dell'energia
Divisione efficienza energetica e
energie rinnovabili
Servizio coordinamento
3003 Berna
EnG@bfe.admin.ch

Lugano, 14 luglio 2020

Revisione della Legge federale sull'energia: procedura di consultazione

Gentili Signore,
Egregi Signori,

Vi ringraziamo per avere coinvolto la Camera Ticinese dell'Economia Fondiaria (CATEF) in questa procedura di consultazione che riguarda il tema vitale della garanzia della disponibilità di energia sufficiente per il nostro avvenire, come pure la creazione delle basi concrete per aumentare l'energia prodotta da fonti rinnovabili.

Abbiamo valutato le varie proposte di revisione nell'ottica del proprietario immobiliare che, adeguatamente sensibilizzato, ha sempre dato prova di collaborazione nell'introduzione di nuovi accorgimenti anche in campo energetico: si pensi ad esempio agli importanti sforzi profusi - peraltro ampiamente riconosciuti - per interventi volti a ridurre i consumi energetici negli stabili esistenti.

Abbiamo preso atto che la proposta intende trasformare in obiettivi vincolanti i valori indicativi per l'incremento dell'energia idroelettrica e di altre energie rinnovabili che l'attuale LEne raccomanda di raggiungere entro il 2035, e che viene fissato un ulteriore obiettivo di potenziamento da raggiungere entro il 2050. Abbiamo pure preso atto che questo obiettivo è estremamente ambizioso, tanto che per l'anno 2050 dovrebbe superare del 50% quello contenuto nel messaggio di soli pochi anni orsono (4 settembre 2013) relativo alla nuova LEne.

Secondo il progetto per il suo raggiungimento sarà necessaria una decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico, in particolare nei settori dei trasporti e soprattutto dell'edilizia. I proprietari immobiliari saranno quindi nuovamente chiamati in prima linea ad intervenire, evidentemente con uno sforzo finanziario sempre assai elevato, e che spesso rimane a loro esclusivo carico.

Al riguardo riteniamo, a titolo generale, che sarebbe auspicabile concentrarsi anche su misure condivise da tutti invece che messe soprattutto a carico di singole categorie, in primis i proprietari. Anche dando atto che gli immobili sono fra i maggiori consumatori di energia, riteniamo che a fronte degli importanti sforzi effettuati dai proprietari immobiliari prevalentemente a loro spese, sono ipotizzabili anche misure supplementari per ridurre il dispendio energetico. Fra queste intravediamo soprattutto dei limiti alle temperature di riscaldamento (che secondo le pubblicazioni del vostro stesso ufficio, comportano un maggiore consumo del 6%(!) per ogni grado in più), e soprattutto dei limiti al raffreddamento, che necessita addirittura di un quantitativo energetico triplicato per ogni grado di raffreddamento rispetto al riscaldamento! Queste misure presentano peraltro diversi vantaggi: oltre al risparmio energetico, comportano pure un evidente risparmio finanziario per tutta l'utenza (inquilini compresi) e una temperatura e un'aria più sane.

Se il raggiungimento degli obiettivi energetici è prioritario a mente del Parlamento e della Popolazione svizzera, è giusto che tutti debbano contribuire anche nei fatti e non solo nelle parole. Ci aspettiamo quindi anche delle proposte integrative di comportamenti più virtuosi da parte di tutta la società.

Limitandoci ora alle vostre nuove proposte di cui al presente progetto, il settore fotovoltaico è sicuramente quello che più interessa i proprietari. Al riguardo salutiamo con piacere l'introduzione del nuovo metodo d'incentivazione, che in pratica prevede l'adozione di un contributo iniziale unico in luogo del sistema della retribuzione dell'energia immessa nella rete che verrebbe definitivamente abbandonato.

Senza dubbio questo metodo semplifica le procedure e permette al proprietario di disporre subito del relativo importo, che unitamente a quello cantonale sgrava sensibilmente l'onere iniziale relativo alla costruzione dell'impianto. Per il proprietario presenta pure il vantaggio della sicurezza nel tempo.

Per quanto attiene all'entità stessa del contributo versato - che dovrebbe venire sensibilmente aumentato rispetto alla situazione attuale - non siamo in grado di esprimerci. Ci auguriamo che tale incentivo sia effettivamente di entità sufficiente da risultare tanto allettante da produrre i risultati sperati.

Il contenimento energetico passa comunque, a parer nostro, anche da misure di risparmio individuali e collettive come sopra indicato, che in mancanza di sufficiente sensibilità degli utenti vanno imposte, come ad esempio avviene nella vicina Italia.

Per il resto non abbiamo osservazioni particolari.

Vi ringraziamo per l'attenzione che dedicherete alle presenti e vi porgiamo i nostri migliori saluti.

Il Presidente Cantonale

Lic. rer. pol. Gianluigi Piazzini

ff C. Lantier

La Segretaria Cantonale

Avv. Renata Galfetti

Casafair | Postfach 2464 | 3001 Bern

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Zürich, 24. Juni 2020

Vernehmlassung zur Revision Energiegesetz (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Sommaruga

Danke für die Einladung zur Vernehmlassung zur Revision Energiegesetz (EnG).

Casafair ist der Verband für umweltbewusste und faire Haus- und Wohn-Eigentümerinnen und -Eigentümer. Er setzt sich für haushälterischen Umgang mit dem Boden, klimafreundliches Bauen, gesundes Wohnen und faire Miet- und Nachbarschaftsverhältnisse ein.

Darum steht Casafair der geplanten Energiewende positiv und sehr wohlwollend gegenüber. In diesem Sinne unterstützen wir die Stossrichtung und Absichten des vorliegenden Entwurfs der Revision Energiegesetz. Dieser kleine Schritt ist eine Chance zur Beschleunigung auf dem Weg zur Energiewende. Für uns geht dieser aber noch zu wenig weit, um den notwendigen Umbau des Schweizer Energiesystem genügend voranzubringen. Insbesondere unter Beachtung der globalen Zielsetzungen, z.B. Klimaabkommen von Paris mit dem 1.5°-Ziel, resp. der Umsetzung einer Netto-Null-CO2-Strategie.

Konkret regen wir darum Ergänzungen und Korrekturen an der Vorlage an, gemäss den Hinweisen auf den nachfolgenden Seiten.

Freundliche Grüsse

Casafair



Claudia Friedl
Präsidentin Casafair Schweiz



Andreas Edelmann
Energieberater Casafair Zürich

Hinweise und Ergänzungen zu den spezifischen Punkten:

1. Kapitel: Zweck, Ziele, Richtwerte und Grundsätze

Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Im Sinne der Netto-Null-CO2-Strategie sollen die Ausbauziele für 2035 und 2050 noch ambitionierter werden und markant erhöht werden. Wir empfehlen, ein Ziel für die Jahresstromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft in der Grössenordnung von 35-45 TWh bis 2035 festzulegen.

Neue zusätzliche Ziffer 4: Es soll ein möglichst hoher Anteil der zusätzlich benötigten Energie im Inland hergestellt werden.

5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik etc.

Die Verlängerung der Investitionsbeiträge wird grundsätzlich begrüsst. Die Fixierung auf ein neues Ablaufdatum im Jahr 2035 ist jedoch fragwürdig und unnötig. Besser würde das Programm unbefristet ohne Ablaufdatum definiert.

Die Ablösung von Einspeisevergütungen mit Ersatz Investitionsbeiträge wird begrüsst. Dabei ist für Hauseigentümerinnen und Anlagenbesitzer wichtig, dass neu die eigenproduzierte Energie selbst genutzt und beim eigenen Objekt angerechnet wird, anstelle der KEV, wo der ökologische Mehrwert verkauft wird und nicht mehr dem Objekt angerechnet werden kann.

Art. 25 Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen

Neue zusätzliche Ziffer 4: Anreize für Nutzung von ganzen Dächern und Fassaden: Es wird ein zusätzlicher Investitionsbeitrag ausgeschüttet, wenn die gesamte Dach- und / oder Fassadenfläche mit Photovoltaikanlagen genutzt wird. (Begründung: Weil heute Anlagen häufig auf den wirtschaftlich interessanten Eigenverbrauch dimensioniert sind, werden heute Dächer oft nur teilweise ausgenutzt. Das ist volkswirtschaftlich und auch hinsichtlich der Potenzialausnutzung unsinnig. Um dem entgegenzuwirken, soll ein Bonus für Anlagen eingeführt werden, welche die Dachfläche vollständig ausnutzen.

Neue zusätzliche Ziffer 5: Anlagen mit einem erhöhten Winterertrag sollen von einem höheren Investitionsbeitrag profitieren.

Neue zusätzliche Ziffer 6 / Ergänzung Artikel 15: Es ist eine einheitliche (und höhere als heute) Mindestvergütung für Rücklieferung PV-Strom zu definieren.

Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung

Bei Auktionen zu grossen Photovoltaikanlagen soll der Fokus auf die Optimierung bezüglich Winterstrom gelegt werden. Dazu soll ein Zuschlag über die zu erwartende Leistung über das ganze Jahr mit z.B. verdoppeltem Winterertrag erfolgen.

Art. 35 (zu Finanzierung):

Die Finanzierung dieser Massnahmen soll weiterhin via bereits bestehendem Netzzuschlag erfolgen, der unverändert bei max. 2,3 Rp./kWh verbleiben soll.

Wir empfehlen, die Mittel für Massnahmen, die einer umweltverträglichen Energieversorgung dienen, zu erhöhen. Daher sollen weder die Höhe noch die zeitliche Begrenzung des Netzzuschlagsmaximums und der Finanzierungsinstrumente definiert werden. Diese sind an der übergeordneten Zielerreichung auszurichten und entsprechend dynamisch zu prüfen und allenfalls anzupassen.

Weitere Anregungen:

Art. 12 und 13 Nationales Interesse

Antrag: Ein nationales Interesse soll nicht nur für Pumpspeicherkraftwerke, sondern auch für andere Speichertechniken gelten. Die Netzdienlichkeit soll eine Voraussetzung für die Anerkennung sein.

Begründung: Speicher sind als Ergänzung zu wetterabhängigen erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie nützlich zur Entlastung der Netze. Insbesondere Batterien können auf Netzebene 7 (dezentral, Quartierspeicher) einen Beitrag leisten. Es gibt keinen Grund, nur Pumpspeicherkraftwerken als einzige Speichertechnologie ein nationales Interesse zuzugestehen.

Temporäre Windturbinen statt Gaskraftwerke:

Zur Überbrückung von vorübergehenden Knappheiten können temporäre Windturbinen aufgestellt werden, die auch nachts und im Winter Strom liefern. Mit einer zeitlich befristeten Baubewilligung liessen sich allfällige notrechtliche Massnahmen rechtfertigen für die Sicherstellung der Stromversorgung.

Revision StromVG:

Die Vorlage der Revision EnG steht im engen Zusammenhang mit der Revision des StromVG, die ebenfalls vorgelegt ist. Dazu regen wir folgende Verbesserung an zum Thema verursachergerechte Netzgebühren.

Neu soll der Kauf und Verkauf von Strom innerhalb des Verteilnetzes (Netzebene 7) tariflich entlastet werden, wodurch sich neue Kanäle zur Direktvermarktung eröffnen, resp. sich der Marktwert von dezentral erzeugtem Strom verbessern könnte. Dies schafft im Stromnetz Anreize zu langfristigen Lieferverträgen mit Nachbarn auf der Netzebene 7. So kann die Planungs- und Investitionssicherheit weiter verbessert werden.

[Schweiz. Konsumentenforum kf, Belpstrasse 11, 3007 Bern](#)

Elektronischer Versand EnG@bfe.admin.ch

Bundesamt für Energie BfE
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien,
Dienst und Führungsunterstützung
Postfach
3003 **Bern**

Bern, 11. Juli 2020

Teil 1: Revision des Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Sehr geehrte Damen und Herren

Das Konsumentenforum kf dankt und begrüsst es, dass wir zu den vorgeschlagenen, umfangreichen Änderungen der Revision des Energiegesetzes Stellung nehmen können.

Vorbemerkungen: Wir danken den Verfassern für die sorgfältigen Abklärungen und Abwägungen, wie sie im erläuternden Bericht ausführlich dargestellt sind. Das kf unterstützt alle Bemühungen, welche die Versorgungssicherheit gewährleisten und den Ausbau von erneuerbaren Energien fördern. Das jüngste Beispiel, bei dem Länder die Lieferungen von Schutzmaterial an die Schweiz blockiert haben, zeigt, wie wichtig eine möglichst grosse Autarkie ist.

Unsere Anmerkungen beziehen sich auf die Sicht von Strombezüglerinnen und Strombezügler in Haushalten in allen Regionen der Schweiz.

Wir bitten Sie, die nachstehenden Überlegungen und Anregungen bei der Formulierung der definitiven Revision des Gesetzes zu berücksichtigen und danken Ihnen dafür.

Die nachstehenden Bemerkungen sind in der Reihenfolge gemäss **Faktenblatt 1** aufgelistet.

Strommarktöffnung

Das kf begrüsst die Strommarktöffnung auch für Haushalte und kleinere Betriebe. Dies mit dem erwähnten Recht, in der Grundversorgung zu bleiben oder vom freien Markt wieder zur Grundversorgung zu wechseln.

Grundversorgung

Die Gewährleistung der Grundversorgung durch die Stromlieferanten, der Schutz vor Preissmissbrauch, der Herkunftsnachweis (HKN) und die Angemessenheitsprüfung unterstützen wir vorbehaltlos, ebenso wie die vorgeschlagenen Termine und Kündigungsfristen. Im Sinne einer möglichst grossen Wahlfreiheit für die Konsumenten sollten diese unter Einhaltung der Vertragsdauer zu jederzeit ihren Stromlieferanten wechseln können (keine Eingrenzung des Wettbewerbs durch staatliche Regulierung).

Transparenz und Schutz für Verbraucher

Hier wäre es wünschenswert, wenn anstelle von möglichen «Kann-Vorgaben» der Bundesrat in der Verordnung klare Vorschriften erlässt, die bereits bei Inkrafttreten des Gesetzes bekannt sein sollten.

Vergütungen von eingespeistem Strom aus erneuerbaren Energien

Der technische Fortschritt wird weiter zunehmen, und der Strom aus Photovoltaikanlagen wird als Folge davon wahrscheinlich günstiger. Dies wird mit Vergütungen gemäss Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung laufend garantiert. Eine Abnahmepflicht durch den Stromversorger sollte nicht in jedem Fall bestehen, z.B. wenn deswegen mit hohen Kosten Leitungen neu verlegt oder verstärkt werden müssen. Quartierstrom und Energiegemeinschaften sollen ermöglicht werden (aufgrund der fehlenden Strommarktöffnung derzeit nicht zulässig). Dabei soll im Sinne des Verursacherprinzips indes keine Quersubventionierung zu Lasten von Konsumentinnen und Konsumenten, die vom Eigenverbrauch keinen Gebrauch machen können, stattfinden.

Sunshine-Regulierung

Das Kf begrüsst und unterstützt eine gesetzliche Grundlage für die Analysen durch die ElCom und der Veröffentlichung der Resultate.

Versorgungssicherheit

Wie eingangs erwähnt, unterstützen wir alle Massnahmen, welche die Versorgungssicherheit nachhaltig gewährleisten.

Die vorgesehene Ausschreibung durch Swissgrid zur Errichtung einer Energiereserve (Speicherreserve), analog den Pflichtlagern, befürworten wir deswegen sehr. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit begrüssen wir zudem die vom Bundesrat vorgeschlagene separate Ausschreibung für den Zubau von Produktionskapazitäten.

Flexibilitätsregulierung

Als Ausgleich und zur Vermeidung von Stromspitzen ist eine Flexibilitätsregulierung zwingend. Dies muss unter Beachtung der Datenschutzregelungen erfolgen und sollte mit den betroffenen Strombezüglern im Voraus geplant und abgesprochen sein.

Verursachergerechte Netztarifierung

Eine höhere Leistungskomponente bei den Netznutzungstarifen für die Endverbraucher ist von Vorteil, solange die Tarife sich im bisherigen Rahmen bewegen.

Regulatorische Sandbox

Eine gesetzliche Basis für einen Freiraum für neue Lösungen unterstützt das Kf sehr, denn die Technologien entwickeln sich rasant und teilweise sprunghaft.

Quartierstrom / Energiegemeinschaften

Bereits bei der letzten Revision des StromVG hat sich das Konsumentenforum für Energiegemeinschaften eingesetzt, denn der Strom, welcher lokal eingesetzt wird, belastet das Netz weniger. Vor diesem Hintergrund unterstützen wir die Strommarktöffnung, denn diese wird Modelle wie Quartierstrom und Energiegemeinschaften ermöglichen.

Messwesen

Innerhalb der Vorgaben des Bundes für Schnittstellen und die abzugebenden Daten soll die Wahlfreiheit auf sämtliche Messpunkte ausgedehnt werden.

Nationaler Datenhub

Eine erfolgreiche Steuerung und Planung ist nur mit relevanten Daten möglich. Ein nationaler Datenhub kann dies gewährleisten, denn in der Schweiz sind im Strommarkt viele und unterschiedliche Anbieter aktiv. Die erfassten Werte sollen jedoch den Datenschutzrichtlinien entsprechen, keine Rückschlüsse auf individuelle Nutzer zulassen, öffentlich publiziert werden und allgemein zugänglich sein.

Teil 2: Revision Energiegesetz (EnG)

Die nachstehenden Bemerkungen entsprechen den Punkten im **Faktenblatt 2**.

Investitionsbeiträge

Der Verlängerung der Investitionsbeiträge für die Wasserkraft und für andere erneuerbare Energien stimmt das Konsumentenforum ausdrücklich zu. Ebenso unterstützen wir, dass die Ausbauziele für 2050 ins Gesetz aufgenommen werden.

Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge

Eine weitere Förderung für Windenergie-, Biogas, neue Kleinwasserkraftanlagen und Geothermiekraftwerke bis ins Jahr 2035 – ab dem Jahr 2023 – durch Investitionsbeiträge ist notwendig, wenn ein Umbau der Stromversorgung auf mehr erneuerbare Energie gelingen soll.

Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen

Eine Verstärkung des Wettbewerbs durch Ausschreibungen bei grossen Photovoltaikanlagen ist sehr zu begrüssen. Aufgrund der Erfahrungen bei den wettbewerblichen Ausschreibungen (WeA) zur Stromeffizienz ist jedoch genau zu spezifizieren was unter «baureif, aber noch nicht realisiert» zu verstehen ist (z.B. Offerten einholen ja, aber noch keine Aufträge erteilt, Antrag an Geschäftsleitung gestellt, aber noch keine Freigabe des Projekts usw.).

Wasserkraft

Grundsätzlich soll die Wasserkraft im Rahmen der vorhandenen Gesetzgebung (Umwelt, Restwasser) maximal ausgebaut werden. Mit Investitionsbeiträgen kann Wasserkraft wie vom Bundesrat vorgeschlagen marktnah und wettbewerbsorientiert gefördert werden.

Projektierungsbeiträge für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermieranlagen

Wir begrüssen Projektierungsbeiträge für Vorhaben, die mit langwierigen und kostspieligen Verfahren verbunden sind.

Da diese Verfahren potenzielle Projektinitianten häufig davon abhalten, neue Projekte auszulösen, kann das verbundene finanzielle Risiko durch Projektierungsbeiträge wie vom Bundesrat vorgeschlagen vermindert und grössere Anreize geschaffen werden. Sinnvollerweise sollten Projektierungsbeiträge nicht nur für Wasserkraft, sondern auch für weitere Technologien (z.B. Windkraft) zum Zug kommen.

Kosten und Finanzierung der angepassten Fördermassnahmen

Wir begrüssen sehr, dass alle Massnahmen durch den bestehenden Netzzuschlag von max. 2.3 Rp/kWh abgegolten werden sollen und dass somit für die Stromkonsumentinnen und -konsumenten keine Mehrkosten entstehen.

Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten

Der geforderten Flexibilität für den Bundesrat für zusätzliche Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten stehen wir kritisch gegenüber. Zum Beispiel, wenn es wie bei Haushaltsgrossgeräten um die Energieetikette geht. In der Vergangenheit hat es sich sehr bewährt, die ent-

sprechenden Vorschriften der EU vollständig (1 zu 1) zu übernehmen. Die Energieetikette darf nicht weiteren Angaben überladen werden, denn es geht um einen schnellen Vergleich bei Kauf und den Vorinformationen zu einem Kauf mehrheitlich für Laien. Es muss auf einem Produkte nicht speziell erwähnt werden, dass z.B. gewisse Chemikalien, tiefer Standby-Verbrauch usw. gesetzlich verboten sind. Zusätzliche Angaben sollen generell in den Bedienungsanleitungen aufgeführt werden und nicht in der Energieetikette.

Monitoring Erdbebenrisiko bei Geothermie-Projekten

Ein zukünftiges Monitoring von neutraler, dritter Seite durch den schweizerischen Erdbebendienst der ETH Zürich ist zweckmässig, wobei sichergestellt sein muss, dass die Verantwortung und die Haftung ausschliesslich bei den Betreibern der Projekte und Anlagen liegen

Natur- und Heimatschutz

Das geltende Recht bleibt in Kraft. Es ist jedoch wünschenswert, dass die Behörden, speziell bei Bewilligungen grosser Wasserkraftanlagen, bei den Übertragungsleitungen und/oder deren Ausbau die Ziele der Energiestrategie 2050 stärker gewichten würden.

Bei Rückfragen oder für weitere Auskünfte steht Ihnen unser Mitglied des Stiftungsrates und des kf-Beirates, Dr. Heinz Beer, gerne zur Verfügung:

Dr. Heinz Beer
Umweltberatungen
Gartenstrasse 31
8154 Oberglatt
Telefon 044 850 29 95
E-Mail: heinz.beer@hispeed.ch

Freundliche Grüsse



Babette Sigg
Geschäftsführende Präsidentin
Schweiz. Konsumentenforum kf

Bundesamt für Energie BFE
3003 Bern
EnG@bfe.admin.ch

Bern, Juli 2020

Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Simonetta Sommaruga
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Konsumentenschutz bedankt sich, dass er zur geplanten Revision des Energiegesetzes Stellung nehmen kann. Wir begrüßen die Revision grundsätzlich. Es sind aber deutlich stärkere Anstrengungen in den Bereichen Suffizienz, Effizienz und Ausbau der Photovoltaikanlagen nötig. Der Konsumentenschutz schliesst sich in manchen Teilen der Stellungnahmen der Schweizerischen Energiestiftung und der Umweltallianz an. Im Fokus unserer Anträge stehen die Anliegen der Konsumentinnen und Konsumenten der Schweiz.

Anträge im Detail

1. Kapitel: Zweck, Ziele, Richtwerte und Grundsätze

Art. 1 Abs. 2 Bst c; Zweck

Es bezweckt: c. den Übergang hin zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere einheimischer erneuerbarer Energien, gründet.

Antrag: *Es bezweckt: c. den Übergang hin zu einer Energieversorgung, die **stärker** auf der Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere einheimischer erneuerbarer Energien, gründet.*

Begründung: Mit dem Ziel, Netto Null Treibhausgasemissionen zu erreichen, haben nicht erneuerbare Energien längerfristig keinen Platz mehr. Die Energieversorgung muss vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden.

Art. 2; Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Antrag: Abs. 1 und Abs. 2 sind zusammenzulegen:

Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien hat im Jahr 2035 mindestens 70-80 TWh zu betragen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Werten enthalten.

Begründung: In Anbetracht der Herausforderungen (Ersatz Atomkraft, Dekarbonisierung, Klimaschutz, Versorgungssicherheit) müssen die Ausbauziele höher als in der Revision angestrebt ausfallen. Zählt man die Produktion der Wasserkraft (knapp 35 TWh) und die Ausbauziele für die neuen erneuerbaren Energien (35-45 TWh) zusammen, erhält man ein Total von rund 70-80 TWh. Das sollte nach schlüssigen Berechnungen der Schweizerischen Energiestiftung und der ZHAW den zukünftigen Strombedarf im Jahresmittel abdecken. Eine Trennung von erneuerbaren Energien und der Wasserkraft ist wenig sinnvoll: Die Wasserkraft gehört zu den erneuerbaren Energien und ein separates Ziel ist nicht mehr

sachgerecht begründbar. Die Entwicklung in den vergangenen Jahren hat gezeigt, dass beispielsweise im Bereich Wind und Wasser die Potenziale eher zu hoch, für Photovoltaik hingegen zu tief veranschlagt wurden. Weitere Korrekturen, die gegen eine technologiespezifische Festlegung sprechen, sind zu erwarten.

Art. 3; Verbrauchsrichtwerte

Antrag:

1. *die Verbrauchsrichtwerte gemäss Art. 3 sind in verbindliche Pro-Kopf-Ziele gemäss der heute erwarteten Bevölkerungsentwicklung zu überführen,*
2. *die Energieverbrauchsziele gemäss Art. 3 Abs. 1 so festzulegen, dass die Differenz zwischen dem Ausbauziel für erneuerbare Energien gemäss Art. 2 und dem Verbrauchsziel mit nicht-elektrischen, erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse, Solarwärme) im Inland gedeckt werden kann,*
3. *das Stromverbrauchsziel gemäss Abs. 2 mit dem Ausbauziel für erneuerbare Energien gemäss Art. 2 so in Übereinstimmung zu bringen, dass die Produktion im Jahresmittel ungefähr den Bedarf decken kann.*
4. *politische Instrumente zur Nutzung des Effizienzpotenzials sowie der Anreizförderung von Suffizienz zu ergänzen und/oder weiterzuentwickeln, sodass die Verbrauchsziele erreicht werden können.*

Begründung:

Die heutigen Richtwerte entsprechen ungefähr einer Stabilisierung des absoluten Stromverbrauchs. Das erscheint angesichts der vollständigen Dekarbonisierung und der damit einhergehenden Elektrifizierung unrealistisch. Gleichzeitig sind die Potenziale für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen begrenzt und selten frei von Konflikten. Bemühungen für weitere Energieeffizienz sind deshalb eine zwingende Ergänzung zum Ausbau erneuerbarer Energien. Die für Konsumenten günstigste Kilowattstunde ist ausserdem die nicht gebrauchte. Die wettbewerblichen Ausschreibungen sind daher weiterzuführen, ein Ausbau der zur Verfügung stehenden Mittel ist zu prüfen.

2. Kapitel: Energieversorgung

Art. 12 und 13; nationales Interesse

Antrag: Ein nationales Interesse soll nicht nur für Pumpspeicherkraftwerke, sondern auch für andere Speichertechniken gelten. Die Netzdienlichkeit soll eine Voraussetzung für die Anerkennung sein.

Begründung: Speicher sind als Ergänzung zu wetterabhängigen erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie nützlich zur Entlastung der Netze. Insbesondere Batterien können auf Netzebene 7 (dezentral, Quartierspeicher) einen Beitrag leisten. Ein technologieunabhängiger Wettbewerb der Speichertechnologien führt zu geringeren Netzausbaukosten und damit tieferen Kosten für Konsumenten und Konsumentinnen. Es gibt keinen Grund, nur Pumpspeicherkraftwerken ein nationales Interesse zuzugestehen.

Art. 16-18; Eigenverbrauch

Antrag: Die Definition von «am Ort der Produktion» ist im Gesetz zu regeln und geografisch auszuweiten, so dass das lokale Verteilnetz genutzt werden kann.

Begründung: Die Regelung in Frankreich könnte im Grundsatz ein Vorbild sein: Hier gilt, dass Eigenverbrauch bis zum nächsten Trafo, sprich innerhalb einer Netzebene möglich ist. Anliefer- und Einspeisepunkt dürfen jedoch maximal zwei Kilometer Abstand haben. Die kumulierte Kapazität der Produktionsanlagen darf drei Megawatt nicht überschreiten. Bei Beanspruchung des lokalen Verteilnetzes kann eine Entschädigung des Netzbetreibers vorgesehen werden. Wenn für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bestehende

Leitungen verwendet werden können, so führt das zu tieferen Investitionen, was sich positiv auf die Strompreise für die Konsumenten innerhalb eines ZEV auswirkt.

5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen

Art. 25

Antrag:

1. *unter Art. 25a sind Vergütungen pro eingespeisene kWh (gleitende Marktprämien) auszuschreiben oder eventualiter sowohl gleitende Marktprämien als auch Einmalvergütungen auszuschreiben und die verschiedenen Ansätze hinsichtlich ihrer Wirkung zu testen,*
2. *für kleinere Anlagen, die nicht der Direktvermarktung unterliegen, ist ein schweizweit einheitliches Minimum für den Rückliefertarif gemäss Art. 15 einzuführen, der in Kombination mit der Einmalvergütung eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht oder eventualiter, falls auf einen einheitlichen Rückliefertarif verzichtet wird, dass sich die Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen gemäss Art. 25 an einer angemessenen Verzinsung des investierten Kapitals orientieren.*
3. *Für die vorgeschlagenen Investitionsbeiträge gemäss Art. 25 soll ein zusätzlicher Beitrag ausgeschüttet werden, wenn die gesamte Dach- oder Fassadenfläche mit Photovoltaikanlagen ausgestattet wird. Als gesamte Fläche wird auch betrachtet, wenn ein Teil der Fläche für eine Nutzung für andere Energiegewinnung (z.B. Solarwärme) oder als biodiversitätsreiche Grünfläche genutzt wird.*
4. *Ausrichtung am Winterstrom: Analog des vorgeschlagenen Bonus für Anlagen, die die Dachfläche vollständig ausnutzen soll ein Bonus für Anlagen, die viel Winterstrom liefern und dadurch auf einen Teil der Jahresernte verzichten (typisch für steil aufgestellte Anlagen, z.B. an Fassaden) eingeführt werden. Damit kann der Versorgungssicherheit im Winter zusätzlich Rechnung getragen werden. Es ist auf eine unbürokratische Ausgestaltung zu achten.*

Begründung:

Der Bundesrat setzt auf einmalige Investitionsbeiträge. Diese ignorieren jedoch die erheblichen Unsicherheiten, die bezüglich der Entwicklung des Strompreises herrschen. Dieses Risiko wird vollständig auf die Projektanten abgewälzt – mit der Folge, dass diese im Falle von Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen höhere Preise verlangen werden oder im Falle von kleineren Anlagen vollständig auf die Projekte verzichten. Beides führt zu höheren Strompreisen für Konsumenten. Der internationale Strommarkt ist zudem von grossen Unsicherheiten geprägt, was sich auf den Schweizer Markt durchschlägt. Der Bund ist deshalb aufgefordert, Sicherheiten zu bieten, um die nötige Transformation im Sinne der von den Klimazielen und der Versorgungssicherheit abgeleiteten Ausbauziele zu unterstützen und für die erforderlichen privaten Investitionen Anreize zu bieten.

Mit Einmalvergütungen müssen die Betreiber ein höheres Risiko tragen (künftige Strompreisschwankungen). Dieses Risiko kann durch Ausschreibungen mit gleitender Marktprämien aufgefangen werden. Diese gleichen die Preisentwicklung an den Strombörsen aus: Bei steigenden Preisen sinken die Marktprämien und umgekehrt. Aufgrund der niedrigeren Risiken lassen sich Investitionen in neue Kapazitäten erheblich günstiger finanzieren. Das wiederum kommt indirekt den Stromkonsumenten zugute. Eine gleitende Marktprämie ist kein garantierter Gewinn. Dank der wettbewerblichen Ermittlung dieser Prämie mittels Ausschreibungen und dank der weiterhin bestehenden Direktvermarktung für grosse Anlagen bleibt ein marktwirtschaftliches Risiko beim Betreiber. Eine Rückzahlung für den Fall, dass der Marktpreis das Gebot übersteigt, kann vorgesehen werden («contract for difference»). Damit würden die Gebote tendenziell höher ausfallen, dafür werden Mitnahmeeffekte vermieden.

Für kleinere Anlagen (mit oder ohne Einmalvergütung), die nicht der Direktvermarktung unterliegen, ist der Rückliefertarif wesentlich für die Rentabilität. Der Rückliefertarif dient

ausserdem dazu, die Vorteile von dezentralen Kleinanlagen zu würdigen, namentlich die verringerten Netzausbaukosten im Vergleich mit freistehenden Anlagen und die Schonung von Freiflächen. Zusammen mit den Einmalvergütungen soll eine angemessene (marktgerechte) Verzinsung des Eigenkapitals ermöglicht werden (z.B. analog WACC für erneuerbare Energien).

Weil bei Einmalvergütungen der Anteil des eigenverbrauchten Stroms die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst, werden heute Dächer oft nur teilweise für Solarenergie genutzt. Das ist volkswirtschaftlich und auch hinsichtlich der Potenzialausnutzung unsinnig. Um dem entgegenzuwirken, soll ein Bonus für Anlagen, die die Dachfläche vollständig ausnutzen (Details sind zu definieren), eingeführt werden.

Um mehr Winterstrom zu produzieren, sind Photovoltaikanlagen entsprechend steiler auszurichten, was Mindererträge im Sommer zur Folge hat. Es braucht deshalb ein Anreizsystem.

6. Kapitel: Besondere Unterstützungsmassnahmen

Art. 30; Marktpremie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen

Antrag: Wir plädieren dafür, die Marktpremien wie geplant auslaufen zu lassen. Dieser Artikel ist daher zu streichen.

7. Kapitel: Netzzuschlag

Art. 35; Netzzuschlag: Erhebung und Verwendung

Art. 37, Abs. 4; Netzzuschlagsfonds

Antrag: Wir empfehlen das Verschuldungsverbot aufzuheben. Der Absatz würde entsprechend lauten: «*Die Mittel des Netzzuschlagsfonds sind zu verzinsen.*»

Begründung: Der Bundesrat hat der Motion Damian Müller 19.3742 (vom Ständerat angenommen, im Nationalrat voraussichtlich in der Sommersession traktandiert) zugestimmt, ist nun aber offenbar zum Schluss gekommen, dass das Verschuldungsverbot beizubehalten ist. Der erläuternde Bericht nennt dafür jedoch keine materiellen Gründe.

8. Kapitel: Sparsame und effiziente Energienutzung

Art. 44; Serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge und Geräte

Antrag:

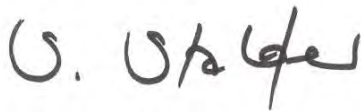
1. Wir begrüssen die Neuerungen bei den Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten. Wir empfehlen, sicherzustellen, dass nicht nur energieverbrauchsrelevante Eigenschaften, sondern auch andere Umweltschäden wie Emissionen über den ganzen Lebenszyklus betrachtet werden können.
2. Art. 44, Absatz c: Auch der Standby-Verbrauch soll weiterhin eine Anforderung für das Inverkehrbringen sein. Wir beantragen die Beibehaltung des bisherigen Artikels oder eventualiter die explizite Aufnahme des Standby-Verbrauchs in Absatz a.

Begründung: Eine grössere Flexibilität bei der Ausgestaltung der Energieetikette erachten wir als sinnvoll. Wir begrüssen insbesondere, dass die Möglichkeit geschaffen wird, Emissionen wie Lärm, und Schadstoffe sowie Herstellungs- und Entsorgungsaufwand zu berücksichtigen und den Konsumenten transparent und im Vergleich zu anderen Geräten/Anlagen/Fahrzeugen/Bestandteilen (Art. 44, d) aufzuzeigen. Art. 44 Abs. 1 Bst. a ist allerdings so formuliert, dass nur die energieverbrauchsrelevanten Eigenschaften über den gesamten Lebenszyklus betrachtet werden können, nicht aber die davor genannten anderen

Emissionen. Wir gehen davon aus, dass unter diesen Emissionen nicht energieverbrauchsrelevante Emissionen gemeint sind, wie beispielsweise Luftschadstoffe. Zudem fehlt im Entwurf im Gegensatz zum geltenden Gesetz die Angabe des Standby-Verbrauchs, was für Konsumenten eine relevante Information darstellt und deshalb weiterhin gekennzeichnet sein soll.

Vielen Dank für die Berücksichtigung der Anliegen der Konsumentinnen und Konsumenten.

Freundliche Grüsse



Sara Stalder
Geschäftsleiterin



Raffael Wüthrich
Leiter Energie & Nachhaltigkeit

* * *

Für eventuelle Rückfragen stehen Ihnen folgende Ansprechpersonen zur Verfügung:

Raffael Wüthrich, Leiter Nachhaltigkeit & Energie: 031 370 24 30 r.wuethrich@konsumentenschutz.ch

Sara Stalder, Geschäftsleiterin: 078 710 27 13 s.stalder@konsumentenschutz.ch

Office fédéral de l'énergie OFEN
Division Efficacité énergétique et énergies
renouvelables
3003 Berne
eng@bfe.admin.ch

Lausanne, le 12 juillet 2020

Consultation relative à la révision de la loi sur l'énergie

Madame, Monsieur,

La Fédération romande des consommateurs (FRC) vous remercie de l'avoir associée à la consultation sur le projet de révision de la loi sur l'énergie vous prie de trouver sa position ci-après. Depuis 2018, avec la Loi sur l'Energie (LEnE), adoptée par le peuple, la Suisse s'est engagée sur la voie de la sortie du nucléaire, et de la transition énergétique. Pour ce faire, le pays doit substituer d'ici à 2050, une production d'environ 24 TWh d'électricité issue des installations nucléaires par des énergies renouvelables, telles que l'hydraulique ou les nouvelles énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse).

La révision actuelle de la LEnE fixe les objectifs de la production issue des sources renouvelables qu'ils conviendraient d'atteindre d'ici à l'horizon 2035. Elle révisé également les mécanismes de soutien nécessaire au développement de cette production après 2023 : abandon définitif du modèle de feed-in tariffs (RPC), extension des contributions à l'investissement à toutes les technologies, mise en place d'appels d'offres pour les grands projets hydrauliques et photovoltaïques (PV). Le financement de ces mesures de soutien continuera à être assuré par le supplément fédéral perçu sur le réseau. Celui-ci s'élève actuellement à 2.3 cts/kWh, et ne subira pas d'augmentation mais sera prélevé sur une plus longue période (jusqu'en 2035).

La révision de la loi prévoit notamment :

- davantage de moyens alloués à la grande hydraulique, et une plus grande flexibilité dans leur affectation. L'augmentation s'effectuera par le biais d'un accroissement de la part de l'encouragement alloué à la grande hydraulique de 0,1 à 0,2 ct./kWh.
- une augmentation de la contribution à l'investissement à 60% pour les installations PV qui injectent toute l'électricité produite (sans autoconsommation).
- un statu quo pour les petites installations photovoltaïques qui autoconsomment partiellement leur production, la contribution d'investissement (Rétribution Unique) demeure fixé à 30 %.

Comme l'a déjà constaté la FRC par le passé, les efforts de la transition sont essentiellement portés par les petits consommateurs, puisque les grands consommateurs se voient offrir le remboursement du supplément fédéral. En 2019, ce remboursement représentait une somme d'environ 120 millions de CHF.

La FRC souhaite également rappeler que les petits consommateurs, qui ont investi dans des installations PV, ont été confrontés aux modifications des règles du jeu sans compensation, et ont dû supporter seuls les coûts et les risques de leurs investissements. Actuellement, ils se voient verser une contribution trois fois moins importante que dans les pays avoisinants, et les bénéfices indirects liés à l'autoconsommation des ménages sont bien souvent limités en raison de la non-concordance temporelle entre la production PV (essentiellement à midi et été) et les besoins de consommation (surtout la nuit et hiver). La FRC souhaite que la contribution maximale à l'investissement dans ces installations soit également augmentée à 60%.

En raison du potentiel limité de développement de l'énergie hydraulique - estimé récemment par l'OFEN à 1.6 TWh, soit environ 6% des besoins induits par la sortie du nucléaire - l'effort de développement pour atteindre les objectifs fixés par la Confédération repose sur les nouvelles énergies renouvelables. Or, la part des fonds affecté à l'énergie l'hydraulique représente près de 25% du supplément fédéral (Pronovo, 2019). Les mesures de soutien allouées à la grande hydraulique, tels que prévus dans le cadre de cette révision, doivent donc être rééquilibrées en fonction des capacités de développement futurs. Ce rééquilibrage est d'autant plus nécessaire que les moyens dont disposeront les exploitants hydrauliques pour rentabiliser leurs ouvrages de production, seront également complétés par les éventuels dispositifs, en réflexion, dans le cadre de la révision de la Loi sur l'Approvisionnement en Électricité (LApEI). En effet, les consommateurs, n'ayant pas exercé leur éligibilité, se verront offrir une énergie 100% suisse et renouvelable, dont les coûts de production seront imputés à ces seuls consommateurs.

En vous remerciant de prendre en compte notre position, nous vous prions de recevoir, Madame, Monsieur, nos salutations les meilleures.

Fédération romande
des consommateurs



Sophie Michaud Gigon
Secrétaire générale



Laurianne Altwegg
Responsable Energie