



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

**Energie Club Schweiz**

Gutenbergstrasse 31  
3000 Bern

An:

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Bern, 18. Dezember 2018

## **Stellungnahme**

### **zum Revisionsvorschlag des Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 17. Oktober 2018**

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Energie Club Schweiz, der sich für eine sichere Versorgung mit Energie und Strom einsetzt, erlaubt sich zum Revisionsvorschlag des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) Stellung zu nehmen. Wir bitten Sie, uns auch bei künftigen Vernehmlassungen im Energiebereich in die Vernehmlasserliste aufzunehmen.

#### **1. Gesetzgebungsprozess**

Die vorgeschlagene Teilrevision des Stromversorgungsgesetzes löst nur einen Teil der hängigen Probleme und ist daher ungenügend. Die Massnahmen zur Versorgungssicherheit sind nicht ausreichend. Erforderlich ist eine umfassende rechtliche Basis für eine Strommarktordnung, die dem Stromsystem ermöglicht, den mit der Energiestrategie 2050 verlangten starken Ausbau der erneuerbaren Energien sicher zu beherrschen und die zuverlässige Stromversorgung des Landes sicherzustellen.



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

Die energiepolitische Gesetzgebung ist seit mehr als einem Jahrzehnt im permanenten Revisionsmodus. Kaum ist eine Gesetzesänderung beschlossen, erfolgt schon die nächste. Die Energieversorgung, die auf kapitalintensiven, langlebigen Investitionen beruht, kann sich so nicht in einem stabilen gesetzlichen Rahmen entwickeln.

Die nun vorgeschlagene Revision des StromVG ist zwar zum Teil durch die Marktliberalisierung motiviert, die notwendige Strommarktordnung begründet sich aber ebenso durch Erfordernisse aus der Energiestrategie.

Das aufgrund der Energiestrategie 2050 total revidierte Energiegesetz ist anfangs 2018 in Kraft getreten. Damit wurde auch das StromVG geändert. Am 15. Dezember 2017 wurde das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze von der Bundesversammlung verabschiedet. Die aktuelle Gesetzgebung besteht also aus dem in Kraft stehenden StromVG Stand anfangs 2018 plus die noch nicht in Kraft befindlichen Änderungen vom 15. Dezember 2017. Nun kommt bereits ein neuer Änderungsschub. Dabei sollen auch Artikel geändert werden, die mit dem Beschluss von 15. Dezember 2017 neu gefasst wurden.

Insgesamt ist das ganze Gestrüpp von geltenden, noch nicht in Kraft gesetzten und neu vorgeschlagene Regelungen undurchsichtig für all jene, die in der Vernehmlassung Stellung nehmen sollen. Man kann den aktuellen Gesetzgebungsprozess durchaus als chaotisch bezeichnen.

Notwendig ist eine umfassende, langfristig tragende Gesetzgebung, welche sicherstellt, dass die mit der Energiestrategie 2050 angestossene Änderung des Energiesystems mit möglichst wenig technischen und wirtschaftlichen Schwierigkeiten erfolgt. Dies ist zwar äusserst anspruchsvoll und verlangt griffige Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Stattdessen stolpert der Bund von Revision zur Revision.

Im Folgenden werden die erforderlichen Rahmenbedingungen für die notwendige Gesetzgebung abgesteckt.

## **2. Strommangellage / Stromausfall**

Das dringendste Problem der aktuellen Strompolitik ist die kurz- und langfristige Versorgungssicherheit der Schweiz mit Elektrizität. Die dazu im StromVG-Entwurf vorgeschlagenen, beschränkten Vorkehrungen beruhen auf der unzutreffenden Einschätzung, dass die Versorgungssicherheit bis 2035 gewährleistet sei. Die dieser Beurteilung zu Grunde liegende „Systems-Adequacy-Studie“ aus dem Jahr 2017 der ETH Zürich und der Uni Basel unterstellt Annahmen, die nicht eintreffen werden.



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

Insbesondere werden weder ausreichend neue erneuerbare Energien zugebaut, noch kann von einer stets gesicherten Strom-Lieferfähigkeit und -bereitschaft der Nachbarstaaten ausgegangen werden; ausserdem ist es ein politischer Prozess und daher unsicher, ob und wann ein Stromabkommen mit der EU zustande kommt. Die Behauptung, die Versorgungssicherheit sei bis 2035 gewährleistet, ist nicht zuletzt deshalb unzulässig, weil vor allem auf Importe abgestellt wird.

## **2.1 Folgen eines Stromausfalls oder einer Strommangellage**

Das Bundesamt für Bevölkerungsschutz BABS schätzt den Schaden einer mehrwöchigen Strommangellage auf über 100 Milliarden Franken ein. Gemessen am monetarisierten Schaden ist dies die grösste Bedrohung unseres Landes. Ein Erdbeben wäre gemäss dem BABS knapp weniger schädlich, jedoch 100 Mal unwahrscheinlicher.

Die Folgen eines Stromausfalls oder einer Strommangellage mit Teilabschaltungen würden sich katastrophal auswirken. Zum einen würde die Grundversorgung mit Lebensmitteln und Wasser, aber auch die Aufbewahrung (Kühlung) und Bereitstellung (Einkaufsläden) gefährdet, zum andern funktionieren der gesamte Dienstleistungssektor, die Kommunikation, der Strassen- und Bahnverkehr, das Internet und der Geldverkehr nicht mehr. Die gesellschaftlichen Folgen und gesundheitlichen Auswirkungen in der Bevölkerung wären immens (fehlende Hygiene, Not und Frustration).

## **2.2 Langfristige Versorgungssicherheit**

Die Schweiz schafft es zurzeit nicht, ihren Strombedarf übers Jahr mit eigenen Kraftwerken zu decken. Wir sind darauf angewiesen, dass uns das Ausland den fehlenden Strom liefert. Die umliegenden Länder, insbesondere Frankreich und Deutschland beabsichtigen jedoch innert absehbarer Zeit ihren Grundlastkraftwerkpark (Kohle-, Kernenergie) drastisch zu reduzieren. Damit stellt sich für die Schweiz die Frage, wie lange das Ausland noch exportieren kann, aber auch wie lange es noch exportieren will.

Es genügt nicht, alleine darauf abzustellen, dass das Ausland voraussichtlich noch einige Jahre exportieren wird. Wie die Erfahrung zeigt, genügt ein einziger Zwischenfall, um die politischen Rahmenbedingungen von einem Tag auf den anderen umzustürzen. Daher braucht es griffige Massnahmen zur Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit der Schweiz.

Im StromVG ist daher eine Bestimmung einzufügen, dass der Bund die Versorgungssicherheit der Schweiz mit Elektrizität durch die vorausschauende Planung von einheimischen Grundlast-Kraftwerken garantiert.



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

Es muss hier bemerkt werden, dass der Bau der erforderlichen Produktionsanlagen nicht eine Angelegenheit von wenigen Jahren ist, nicht zuletzt wegen den langen Verfahren und den üblichen politischen Widerständen. In der Energiestrategie 2050 sind die Geothermie und die Biomasse die vorgesehenen Technologien, welche die Grundlast liefern sollen. Hinter beide Technologien ist jedoch ein grosses Fragezeichen zu setzen.

Schliesslich ist zu betonen, dass die Schweiz bei einer langfristigen Abhängigkeit von Strom aus der EU Nachteile zu befürchten hat.

### **2.3 Kurzfristige Versorgungssicherheit (Energieversicherung)**

Neben der langfristigen Versorgungssicherheit stellt sich ebenso das Problem der kurzfristigen Stromversorgung, wenn die Schweiz bei wenig Niederschlag, wenig Wind und keinem Sonnenschein, bei mangelnder Exportfähigkeit der europäischen Nachbarländer und nicht zuletzt wegen der schrittweisen Ausserbetriebnahme der schweizerischen Kernkraftwerke den eigenen Strombedarf kurzfristig nicht mehr decken kann. In den kritischen Wintermonaten ist es durchaus möglich, dass die Laufkraftwerke zu wenig Wasser haben. Auch eine kurzfristige Ausserbetriebnahme von Kraftwerken wegen technischer Mängel ist nicht ausgeschlossen.

Die ElCom ist der Meinung, dass Vorbereitungen für Stresssituationen getroffen und auch in Zukunft ein substantieller Teil des Stroms im Winter in der Schweiz produziert werden soll. Gemäss Art.9 StromVG besteht bereits eine Rechtsgrundlage, um eine strategische Reserve einzuführen. Weil für die Versorgungssicherheit eine strategische Reserve sehr wichtig ist, sollte man nicht warten bis das revidierte StromVG in Kraft ist, weil sonst wertvolle Jahre verloren gehen. Das muss bereits jetzt aktiv angegangen werden.

Dann erübrigt sich die im vorliegenden Revisionsvorschlag zum StromVG vorgesehene *Speicherreserve* als „Energieversicherung“.

Die vorgesehenen Speicherreserven sind allerdings ungenügend, da sie den Strombedarf der Schweiz nur für wenige Stunden oder Tage decken könnten. Das Versorgungsproblem ist langfristig zu lösen.

Es ist daran zu erinnern, dass 25 TWh Kernenergiestrom fehlen werden. Der wegfallende nukleare Strom müsste zwangsläufig vor allem durch Fotovoltaik und Wind ersetzt werden – wozu unabdingbar ein starker Ausbau der Saisonspeicherung notwendig wäre ; auch die Anforderungen an die Regulierung würden weiter steigen. Diesbezüglich sollen jedoch aus Sicht des Bundes weiterhin keine gesetzlichen Vorkehren eingeführt werden, was falsch ist.



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

Massnahmen zur längerfristigen Sicherstellung der Versorgung fehlen mit der Begründung, der „Energy Only Market“ genüge, es brauche keine zusätzliche Förderung für Investitionen in Kraftwerkskapazitäten. Solange ausreichend Subventionen für neue Kraftwerke gemäss Energiegesetz zur Verfügung stehen, wird wohl weitere Produktionskapazität zugebaut. Die neuen, meist kleinen und mittleren Wasserkraftwerke verfügen über keine ins Gewicht fallende Speicherkapazität und weisen ein fast ebenso ungünstiges Winter-/Sommerverhältnis auf wie die Fotovoltaik. Was Not tut, ist Winter-Produktion und Speicherung von Sommerstrom für den Winter, ein riesiges Unterfangen; diese sind in keiner Weise gewährleistet.

Ob die notwendigen Investitionen im offenen Strommarkt erfolgen werden, ist völlig unsicher - es ist daran zu erinnern, dass die Wasserkraft- und die Kernkraftwerke dank dem früheren Monopol erstellt werden konnten.

Hinzu kommt, dass durch die aktuell vorgesehene Speicherreserve Wasser in den Speicherkraftwerken zurückgehalten werden soll, welches in den Wintermonaten nicht zur Stromproduktion verwendet werden kann. Das bedeutet, dass die Importabhängigkeit in den ersten Wintermonaten zunimmt, weil die Reserve erst im Frühjahr genutzt werden kann.

Die Bestimmungen im StromVG sind deshalb dahingehend zu ergänzen, dass der Bund dafür sorgt, dass flexible, einheimische Grundlast-Kraftwerke erstellt werden, welche im Notfall als Energieversicherung die Versorgung der Schweiz mit Elektrizität sicherstellen, anstatt Kohlestrom zu importieren. Damit können Stromausfälle und Teilabschaltungen aufgrund von Strommangellagen präventiv verhindert werden.

## **2.4 Netzsicherheit**

Auch die Netzsicherheit ist Teil der Versorgungssicherheit. Neben den für die Integration fluktuierender dezentraler Erzeugung und verbraucherseitigen Massnahmen wie DSM erforderlichen intelligenten Netzen, die in der StromVG-Revision angesprochen sind, ist das Übertragungsnetz von mindestens ebensolcher Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Es ist sehr fraglich, ob die am 15. Dezember 2015 eingeführten Änderungen dessen erforderlichen Aus- und Umbau sicherstellen oder mindestens ausreichend erleichtern. Szenarien haben bisher weder den Bau umstrittener Kraftwerke noch von Hochspannungsleitungen beschleunigt oder Widerstände beseitigt. Sie verhindern den Gang durch die Gerichte nicht. Zudem muss auch das Verteilnetz einbezogen werden, da Fotovoltaikanlagen dort einspeisen. Es genügt nicht, wenn Swissgrid verantwortlich für die Versorgungssicherheit ist, denn Swissgrid besitzt nur das Hoch- und

Höchstspannungsnetz und hat keinen Durchgriff auf die Verteilnetze.

### **3. Vollständige Strommarktöffnung**

Wir unterstützen die volle Strommarktöffnung. Die bisherige Teilliberalisierung ist die schlechteste aller möglichen Lösungen. Es ist höchste Zeit, dass auch KMU und Haushalte ihren Strom bei Lieferanten ihrer Wahl beziehen können. Es geht nicht an, dass sie allein Milchkuh für alle möglichen Subventionen sein sollen, von denen EVU, Grossverteilern, industrielle Unternehmungen, Hausbesitzer usw. profitieren. Der Marktzugang aller Stromkonsumenten und der Prosumer ist zudem ein nicht unerhebliches Instrument bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050. Dezentrale Stromerzeugung macht dann Sinn, wenn der Strom auch möglich dezentral vermarktet und eingesetzt wird. Die volle Strommarktöffnung fördert deshalb die erneuerbare Stromproduktion.

### **4. Weitere Bemerkungen**

Versorgungssicherheit und Liberalisierung sind die wichtigsten Anliegen der Revisionsvorlage. Im Folgenden werden die weiteren Punkte Grundversorgung, optimale Netznutzung, Flexibilität, Sunshine-Regulierung und Messwesen behandelt. Redaktionelle, materiell untergeordnete und politisch nicht wesentliche Änderungen werden im Folgenden nicht erwähnt.

#### **4.1 Elektrizitätsbezug des 16.7 Hz-Netzes: Art. 4a**

Das Bahnstromnetz unterliegt grundsätzlich nicht dem StromVG. Falls es aber Strom aus dem 50 Hz-Netz bezieht, gilt es in der Regel als Endverbraucher. Die Beziehungen zwischen den beiden Netzen wurden bisher auf Verordnungsstufe geregelt, neu auf Gesetzesebene. Das ist begrüssenswert.

#### **4.2 Grundversorgung: Art. 5 Abs. 2, sowie Art. 6**

Mit Art. 5 Abs. 2 werden die Netzbetreiber zusätzlich zur Grundversorgung verpflichtet. Diese wird im Artikel 6 geregelt. Er ist ein Sammelsurium von Absätzen aus dem gültigen Gesetz (Abs. 7), aus dem bereits verabschiedeten Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Art. 5 und Art. 5 bis) und der Vernehmlassungsvorlage (Abs. 1-4). Es ist richtig, dass Endverbraucher, die vom Netzzugang nicht Gebrauch machen wollen, vom Netzbetreiber zu regulierten Preisen (Vergleichsmarktpreise) versorgt werden müssen.

Problematisch ist die Vorschrift, dass die Netzbetreiber in der Grundversorgung ein *Standardprodukt* aus einheimischer, überwiegend oder ausschliesslich erneuerbarer Energie anbieten müssen. Der Bundesrat legt deren Mindestanteil fest. Damit soll die



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

einheimische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gefördert werden, zu bezahlen von den Endverbrauchern, die vom Netzzugang nicht Gebrauch machen wollen. Sie wären damit wirtschaftlich benachteiligt.

Hier ist daran zu erinnern, dass die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen (Wasserkraft, neue Erneuerbare) weniger als zwei Drittel der schweizerischen Stromerzeugung ausmacht; wegen der Importnotwendigkeit ist der Anteil der einheimischen Erneuerbaren am Stromaufkommen noch geringer, vor allem im Winter. Im letzten Winterhalbjahr 2017/18 deckte die schweizerische Wasserkraft bloss 48.4 % des Landesverbrauchs. Hier muss beachtet werden, dass immer mehr Verbraucher wie Bahnen, Grossverteiler, übrige Dienstleister und weitere Grosskonsumenten ihren Verbrauch, aber auch EVU ihr Angebot, aus erneuerbarer Stromerzeugung decken wollen, wohl auch aus Marketingüberlegungen. Um die beschränkte einheimische Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen buhlen demnach verschiedenste Interessenten. Sollte deren Nachfrage grösser sein als die verfügbare einheimische erneuerbare Stromerzeugung, so wäre ein Ausweichen auf ausländische erneuerbare Erzeugung, zum Beispiel durch Zertifikate, sinnwidrig und zu verbieten.

#### **4.3 Ersatzversorgung: Art. 7**

Wenn ein Endverbraucher seinen Strombezugsvertrag nicht rechtzeitig erneuert oder der Lieferant ausfällt, wird er ersatzweise von seinem Netzbetreiber versorgt, zu den von diesem festgelegten Tarifen. Diese Regelung erscheint vernünftig.

#### **4.4 Unterstützung der Netzbetreiber: Art. 8 Abs. 1bis**

Der geltende Artikel 8 legt die Aufgabe der Netzbetreiber fest, er soll nun dahingehend ergänzt werden, dass alle am Netz Angeschlossenen den Netzbetreiber beim sicheren Netzbetrieb unterstützen müssen. Diese Vorschrift zur Zusammenarbeit macht soweit Sinn, als die Angesprochenen dazu in der Lage sind; für Endverbraucher bedeutet dies beispielsweise, dass sie „Flexibilitäten“ (vgl. Art. 17b bis) zur Verfügung stellen können. Dies darf jedoch nicht dazu führen, dass unzulässiger Druck auf die Konsumenten ausgeübt wird.

#### **4.5 Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen: Art. 8a**

Die Speicherreserve soll so rasch als möglich eingeführt werden. Dafür besteht gemäss Art. 9 eine Rechtsgrundlage, weshalb diese nicht Teil dieser Revision sein soll.

Sie genügt aber mittel- und langfristig nicht, wenn Versorgung und Netzbetrieb immer stärker durch fluktuierende, nicht bedarfsgerechte Produktion bestimmt werden.

Die Beschaffung der Reserveenergie mittels Ausschreibungen ist zweckmässig.



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

Die heutige Aufgabenteilung zwischen ElCom und Swissgrid erscheint nicht zweckmässig. Swissgrid führt die Bilanzgruppe Schweiz. Sie hat zwar heute implizit die Verantwortung für die Sicherstellung der Stromversorgung. Allerdings ist Swissgrid lediglich Besitzerin des Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Der Durchgriff bis zur Verteilnetzebene sollte dringend geregelt werden. Damit könnten Kompetenzdiskussionen und Koordinationsprobleme verhindert werden.

#### **4.6 Vorrang im Netz: Art. 13 Abs. 3**

Die Vorrangregelung im Netz für feste Endverbraucher und Strom aus erneuerbaren Quellen, die sich als undurchführbar gezeigt hat, wird richtigerweise aufgehoben.

#### **4.7 Wechselprozesse: Art. 13a**

Für den Lieferantenwechsel und den Ein- und Austritt bei der Grund- und der Ersatzversorgung soll richtigerweise der Bundesrat die Ausführungsbestimmungen festlegen. Es ist sachlich richtig, die Einzelheiten nicht auf der Gesetzgebungsebene zu regeln.

#### **4.8 Netznutzungsentgelt und Netznutzungstarife: Art. 14 Abs. 3 bis**

Netze müssen für die Höchstlast gebaut werden, auch wenn diese nur kurzfristig fließt. Eine verursachergerechte Tarifierung der Konsumenten sollte deshalb unter anderem auch auf die beanspruchte individuelle Höchstlast abstellen. Dies würde für alle Endverbraucher Leistungsmessungen erfordern. Eine reine Leistungstarifierung würde aber Konsumenten, die das Netz nur kurzfristig stark nutzen, gegenüber jenen Verbrauchern benachteiligen, welche dauernd viel Energie aus dem Netz beziehen. Wichtig wäre jedoch die Netzbelastung zum Zeitpunkt der Netznutzung zu berücksichtigen. Zudem wird heute die Last bei den wenigsten Konsumenten gemessen. Gegenwärtig zählt überwiegend die Energiemenge. Wir begrüßen, dass neu für die Tariffestsetzung der Anteil der Arbeitskomponente reduziert und jener der Leistungskomponente erhöht wird. Ob allerdings die Regelung in Bst. b für kleine Endverbraucher mit Leistungsmessung vernünftig vollzogen werden kann, ist fraglich.

Im Vernehmlassungsvorschlag bleibt unberücksichtigt, dass das Netz nicht nur für die Versorgung der Endkonsumenten dient, sondern von den Stromunternehmungen auch gewinnbringend für den Stromhandel und die Stromveredelung benutzt wird. Eine verursachergerechte Stromnetztarifierung sollte deshalb eine so genannte G-Komponente enthalten, also die Einspeiseleistungen einbeziehen. Dies ist entsprechend zu ergänzen.

#### **4.9 Anrechenbare Netzkosten: Art. 15**

Dieser Artikel ist ein Musterbeispiel für das oben erwähnte Gesetzgebungschaos. Er wurde bereits mit dem Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze geändert und soll nun nochmals umgebaut werden. Die Anrechnungsgrundsätze scheinen



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

weiterhin die gleichen zu sein wie bisher und die Änderungen des Artikels den Intentionen des Revisionspakets zu entsprechen.

#### **4.10 Messwesen, Zuständigkeiten, Tarife, Intelligente Messsysteme: Art. 17a**

Auch dazu liegt mit dem Gesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze eine Neufassung vor, die noch nicht in Kraft ist und bereits wieder geändert werden soll. Die wesentliche Änderung, die das Messwesen deutlich komplizierter macht, liegt in der Wahlfreiheit für grosse Endverbraucher, Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber. Damit werden, wie bis anhin beim Netzzugang, zwei Kategorien von Netznutzern geschaffen. Begründet wird dies mit teilweise überhöhten Preisen der Netzbetreiber für Messdienstleistungen. Es ist zu bezweifeln, dass diese Liberalisierung des Messwesens effektiver ist als eine Preis-Überwachung und allfällige Korrektur durch die ElCom. Liberalisierung ist nicht immer die beste Lösung.

#### **4.11 Nutzung von Flexibilität: Art. 17b bis**

Es ist sicher richtig, dass der Betrieb der Verteilernetze und ihr Ausbaubedarf durch die zeitliche Flexibilisierung von dezentraler Produktion und des Verbrauchs optimiert werden können. Sie sind Hilfsmittel, können aber die Speicher-, Netzausbau- und Regelproblematik nur entschärfen, nicht aber bewältigen.

Die gewählten Regelungen erscheinen zweckmässig, insbesondere dass die Flexibilität jenem gehört, der sie zur Verfügung stellt. Allerdings kann der Netzbetreiber netzdienliche Flexibilität notfalls ohne Zustimmung des Flexibilitätsinhabers nutzen, was wohl zu Auseinandersetzungen führen wird. Eine weitergehende Flexibilisierung ergäbe sich dann, wenn die Endkonsumentenpreise konkret von der Marktsituation bestimmt würden. Es hat wenig mit Markt und Verursacherprinzip zu tun, wenn der Konsument an kalten Winterabenden für den Strom gleich viel bezahlt wie an sonnigen Sommerwochenenden.

#### **4.12 Datenaustausch und Datenschutz: Art. 17 b ter und Art. 17 c Abs. 3**

Intelligente Netze können nur mit umfangreichem Datenaustausch betrieben werden. Die Regeln dafür und der Datenschutz bieten damit eine grosse Herausforderung. Besonders für Datenschutz sensible Personen dürften sich damit schwer tun. Der Aufbau intelligenter Netze öffnet die Einfallstore für Hacker weit.

#### **4.13 Nationale Netzgesellschaft / Übertragungsnetzbetrieb: Art. 18 bis Art. 20a**

Die vorgeschlagenen Änderungen erscheinen grundsätzlich zweckmässig. Von Bedeutung sind dabei die folgenden:

Gemäss Art. 18 kann Swissgrid künftig Systemdienstleistungen auch gemeinsam mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern beschaffen.



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

In Art. 20 Abs. 2 b wird richtigerweise klargestellt, dass Swissgrid Systemdienstleistungen, die sie nicht selber erbringt, durch Ausschreibungen am Markt beschaffen muss. Sie soll Angebote mit effizienter Energienutzung berücksichtigen; damit ist wohl zum Beispiel gemeint, dass ineffiziente negative Regelenenergie, wie sie zum Beispiel die Deutsche Bahn durch Weichenheizung im Sommer anbietet, erst zu allerletzt beschafft werden darf.

Mit der Streichung von Art. 20 Abs. 3 wird die gut gemeinte, aber unzweckmässige Forderung eliminiert, Swissgrid müsse für Regelenenergie vorrangig Elektrizität aus erneuerbaren Energien, insbesondere aus Wasserkraft, einsetzen. Damit kann Swissgrid die Regelenenergie situationsgerecht beschaffen.

Die gewichtigste Änderung bezüglich der nationalen Netzgesellschaft ist der neue Art. 20a. Er regelt die Vorbereitung der Massnahmen für den Fall einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs, welche Swissgrid zusammen mit anderen geeigneten Beteiligten vorzunehmen hat. Und er legt die Kompetenzen von Swissgrid zur Durchsetzung der Massnahmen fest. Diese Massnahmen können schwerwiegend sein, wie zum Beispiel grossflächige Lastabwürfe, was zu erheblichen Stromausfällen mit grossen finanziellen Folgen führt.

#### **4.14 Elektrizitätskommission: Art. 21 bis 23**

Die ElCom kann gemäss Art. 21 Abs. 3 des geltenden Rechts das Bundesamt für Energie beim Vollzug des Gesetzes beiziehen und ihm Weisungen erteilen. Diese Kompetenz soll gestrichen werden, merkwürdigerweise ohne dass dies im erläuternden Bericht begründet wird. Wir beantragen Abs. 3 nicht zu streichen.

Die Ergänzungen bei Art. 22 Abs. 2 betreffen neue Aufgaben der ElCom aufgrund der Ersatzversorgung (Art. 7), der Flexibilität (Art. 17b bis), des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes (Art. 20a) und der Speicherreserve (Art 8a). Sie sind zweckmässig.

Mit dem neuen Art. 22a soll die Sunshine-Regulierung eingeführt werden. Damit soll die heutige Cost-Plus-Regulierung ergänzt werden. Wir bezweifeln, dass die Sunshine-Regulierung viel bringt. Durch die Veröffentlichung der Vergleichsdaten sollen die Verteilnetzbetreiber zu effizienterer Leistung gebracht werden. Falls dieser „Pranger“ keine genügenden Effizienzverbesserungen und Netzkostenreduzierungen bringt, soll der Bundesrat der Bundesversammlung die Einführung einer Anreizregulierung vorschlagen.

Es ist unbestritten, dass ein effizienter und kostengünstiger Netzbetrieb volkswirtschaftlich unabdingbar ist. Die Schönheitskonkurrenz der Sunshine-Regulierung und erst recht die Anreizregulierung dürfen aber zur keiner Verminderung der Betriebssicherheit führen. Die optimistische Beurteilung dieser Instrumente im Erläuternden Bericht ist daher zu hinterfragen.



Energie Club Schweiz  
Club Energie Suisse  
Club Energia Svizzera

Heute kann beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerde gegen Verfügungen der ElCom erhoben werden. Es ist sachlich richtig, wenn künftig die ElCom gemäss Art. 23 Abs. 2 zu Entscheiden des Bundesverwaltungsgerichts an das Bundesgericht gelangen kann.

#### **4.15 Weitere Änderungen**

Wir haben keine Bemerkungen betreffend Auskunftspflicht der Elektrizitätsunternehmen, Amtsgeheimnis, Datenweitergabe und Bussen.

Wir bitten Sie, den vorliegenden Entwurf des StromVG nochmals zu überarbeiten und unsere Bedenken und Anregungen zu berücksichtigen.

Mit bestem Dank und freundlichen Grüssen

Urs Bolt, Präsident

Elisabeth Ruh, Vizepräsidentin

Zürich, Januar 2019

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

via E-Mail an [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)



Schweizerische  
Energie-Stiftung  
Fondation Suisse  
de l'Énergie

Sihlquai 67  
8005 Zürich  
Tel. 044 275 21 21

[info@energiestiftung.ch](mailto:info@energiestiftung.ch)  
PC-Konto 80-3230-3

## Stellungnahme zur Revision des StromVG

---

Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Gelegenheit, uns zur oben erwähnten Vorlage zu äussern.

Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 läuft Ende 2022 aus, die Umsetzung und Zielerreichung darüber hinaus ist nicht gewährleistet. Der Bundesrat ist angehalten, konkrete Vorschläge zu machen, wie die Finanzierung erneuerbarer Kraftwerke sichergestellt werden kann. In der vorliegenden Revision des StromVG fehlen Anreize für den Ausbau einheimischer erneuerbarer Energien.

Die ElCom fordert in dieser Revision des StromVG Anreize zum Erhalt der Winterstromproduktion<sup>1</sup>, die mit dem Wegfall des Atomstroms abnimmt. Berechnungen zeigen, dass Photovoltaik heute die günstigste Art ist, auch im Winterhalbjahr Strom zu produzieren<sup>2</sup>. In der Vorlage wird diesem Thema keine Beachtung geschenkt. Unabhängig davon, ob und in welchem Zeitraum man von potenziell kritischen Versorgungslagen im Winterhalbjahr ausgeht, ist ein möglichst hoher Eigenversorgungsgrad der Schweiz mit erneuerbaren Energien anzustreben. Dieser bringt nebst Versorgungssicherheit erhebliche inländische Wertschöpfung – vor allem auch in ländlichen Regionen.

Dem zweiten Schritt der Marktöffnung können wir ohne flankierende Massnahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien nicht zustimmen. Die davon isolierte Marktöffnung garantiert per se weder Versorgungssicherheit noch Qualität, sie macht deshalb wenig Sinn. Wenn es darum geht, die Bedingungen für ein allfälliges Stromabkommen mit der EU zu erfüllen, kann die Marktöffnung in diesem Zusammenhang vorgelegt werden. Die Energiewende kann sowohl in einem vollständig liberalisierten Markt wie auch im vollen Monopol oder im teilliberalisierten Markt erreicht werden. Ausschlaggebend sind die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien und Effizienz. Ein Monopol, das wie in den 1970er bis 90er-Jahren die Atomenergie schützt, ist dabei genauso wenig

---

<sup>1</sup> <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-73132.html>

<sup>2</sup> [www.energiestiftung.ch/strommarkt](http://www.energiestiftung.ch/strommarkt)

zielführend wie ein liberalisierter Markt, der die Kosten umweltbelastender Produktionsarten nicht internalisiert und Investitionen in neue erneuerbare Energien nicht ermöglicht. Weil die Vorlage weder ausreichende Massnahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien vorschlägt, noch auf die Problematik der Entsolidarisierung der Finanzierung der Energiewende durch die Liberalisierung eingeht, lehnen wir sie in dieser Form ab.

Die Absatzgarantie für Atomstrom in der Grundversorgung ist inakzeptabel, ein «Green Default» ist zwingend. Die angestrebte Importstrategie und das Festhalten an einem Strommarktdesign (Energy-Only-Markt), dass die Besonderheiten der zunehmenden Produktion aus Anlagen mit sehr tiefen Grenzkosten (insb. Wind- und Solarkraft) nicht berücksichtigt, ist zu statisch und schafft keine Investitionssicherheit.

Wir bitten den Bundesrat, die Vorlage grundlegend zu überarbeiten und unsere Anträge und Empfehlungen wohlwollend zu prüfen.

Mit freundlichen Grüßen



Nils Epprecht  
Geschäftsleiter



Felix Nipkow  
Projektleiter Strom & Erneuerbar

## Anträge und Empfehlungen

Art. 4 Abs. 1 Bst. b: Die Definition von «Endverbraucher» bleibt bestehen und damit die Ausnahmeregelung für Pumpspeicherkraftwerke. Damit bleibt die Ungleichbehandlung verschiedener Speichertechniken bestehen. Entweder werden sämtliche Speicher vom Netzentgelt befreit oder die Ausnahmeregelung wird auf andere Techniken (insb. Batterien) ausgeweitet. Analog ist die Regelung für Art. 4a, Abs. 1 Bst. a zu prüfen.

Art. 6 Abs. 1: Wir sind mit dem Grundsatz einverstanden, dass es eine Grundversorgung braucht, wenn der Markt ganz geöffnet wird.

Art. 6 Abs. 2: Dass die Grundversorgung zu 100% aus einheimischer Energie bestehen soll, begrüssen wir. Dass sie nur «überwiegend», sprich zu mindestens 50%, auf erneuerbarer Energie beruht, ist ungenügend. So werden zu wenig Anreize für Investitionen in neue erneuerbare Kraftwerke geschaffen. Die Grundversorgung muss einem «Green Default» entsprechen und zu 100% aus einheimischer, erneuerbarer und umweltfreundlicher Energie bestehen. Statt erst in der Verordnung soll das besser im Gesetz festgelegt werden. Dabei sollen nicht die Ausbauziele gem. Art. 2 EnG massgebend sein, wie im erläuternden Bericht erwähnt, sondern die übergeordneten Ziele der Energiestrategie 2050, die eine 100% erneuerbare und umweltfreundliche Stromversorgung vorsehen.

Wir schlagen folgende Änderung vor: «Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer ~~sowie überwiegend oder ausschliesslich~~ erneuerbarer Energie beruht, **welche die umwelt- und gewässerschutzrechtlichen Anforderungen vollständig umgesetzt haben.**»

Art. 6 Abs. 3: Solange kein Strommarktmodell vorliegt und der Vergleichspreis nicht kostendeckend ist, besteht mangels Investitionssicherheit kein Anreiz zum Ausbau umweltfreundlicher erneuerbarer Energien. Wir lehnen das Modell des Vergleichsmarktpreises daher ab. Der «geeignete Referenzmassstab» für angemessene Strompreise soll sich für die Grundversorgung mit erneuerbarem Strom weiterhin an den Gestehungskosten abzüglich allfälliger Unterstützungen orientieren und auch privat oder genossenschaftlich betriebene Erzeugungsanlagen berücksichtigen. Die Berechnung der Referenzgestehungskosten soll dabei zwischen Stromqualitäten gemäss ihrer Erzeugungsart/Technologie (Wasser, Wind, PV, Biomasse) und ihren Umweltauswirkungen (Strom der nach anerkannten ökologischen Kriterien wie «green hydro» oder naturemade star zertifiziert ist), differenzieren.

Art. 6. Abs. 4 soll mit einem neuen Artikel zur Differenzierung der Stromqualitäten ergänzt werden:

Der Bundesrat regelt die Einzelheiten; insbesondere legt er fest:

- a. die Grundsätze für die Ermittlung der **Referenzpreise**  
~~Vergleichsmarktpreise~~;

**b. (neu) die Differenzierung der Stromqualitäten gemäss ihrer Umwelt-  
auswirkungen und Zertifizierung nach anerkannten ökologischen  
Kriterien.**

Der bisherige Bst. b gemäss Vorschlag des Bundesrates entfällt, wenn der Mindestanteil 100% beträgt (siehe Anmerkung zu Art. 6 Abs. 2)

Art. 8a (Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen): Im Grundsatz begrüssen wir die Schaffung einer Speicherreserve. Sie soll aber nur für erneuerbare Energien offen stehen, die die gesetzlichen ökologischen Standards einhalten bzw. die geforderten Sanierungen nach Gewässerschutzgesetz bereits vollständig umgesetzt haben.

Ebenfalls muss sichergestellt werden, dass die Sanierungspflicht auch im Falle von Wasserkraftwerken, die an der Reserve teilnehmen, gilt. Eine bereits erfolgte Schwall-Sanierung darf nicht durch den Abruf der Reserve in Frage gestellt werden.

Unverständlich ist, dass Anbieter von Nachfrageflexibilität erst später «allenfalls» vom Bundesrat die Berechtigung zur Teilnahme an der Reserve erhalten sollen (Abs. 6 Bst f). Nachfrageflexibilität soll von Anfang an gleichberechtigt in das Bieterverfahren eingebunden werden.

Art. 12 (Information und Rechnungsstellung): Bei Absatz 1 ist ein zusätzlicher Punkt anzufügen, nämlich die Rückliefertarife für eingespiessenen Strom. Dieser ist für alle Produzenten im Netzgebiet relevant.

Bei Absatz 2 besteht eine gewisse Redundanz zu Art. 9 Abs. 3 Bst b EnG bzw. Art. 4 EnV. Im Grundsatz befürworten wir grösstmögliche Transparenz. Anbieter von Elektrizität sollen die gleichen Angaben machen müssen wie die Netzbetreiber für die Grundversorgung.

Art. 13a Abs. 1 Bst. b: Für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) sind die Wechselbedingungen wichtig. Sie sollten ähnlich wie bei Krankenkassen einfach gehalten sein, z.B. Jahresverträge mit fixem Kündigungstermin. In diesem Zusammenhang sind auch die Bedingungen für die ZEV (Art. 17 EnG) anzupassen, es gilt den Umgang zu regeln, wenn Mitglieder eines ZEV diesen verlassen wollen.

Art. 14 Abs. 3bis: Vorbemerkung: Bisher war der Mindestanteil der Arbeitskomponente auf Verordnungsebene geregelt (Art. 18 Abs. 3 StromVV: mind. 70% nicht-degressiver Arbeitstarif). Die Regelung auf Gesetzesebene macht die Handhabung unflexibler. Für neue Tarifmodelle (z.B. Cluster-Tarife) ist möglicherweise eine rasche Anpassung und damit die Regelung auf Verordnungsebene wünschenswert.

Eine Absenkung des Mindestanteils am Arbeitstarif (gem. Bst. a) ist ein Schritt in die falsche Richtung. Damit werden Anreize für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch geschmälert, was der Bundesverfassung (Art. 89 Abs. 1), dem

StromVG (Art. 14 Abs. 3 Bst. e) sowie dem Verursacherprinzip widerspricht. Die Aussage in der Erläuterungen, wonach Leistungstarife prinzipiell verursachergerechter seien, ist nicht korrekt.<sup>3</sup> Es werden Kosten verrechnet, ohne dass der effektiven Beanspruchung der Netze Rechnung getragen wird. Im Verteilnetz gleichen sich die maximalen Lasten durch Ungleichzeitigkeitseffekte aus. Viel entscheidender als die beanspruchte Maximalleistung ist der Zeitpunkt und die Dauer der beanspruchten Leistung bzw. die Energie, die zu Spitzenlastzeiten fliesst. Für eine kostengerechte Anlastung von Netzkosten eignet sich die Einteilung in zeitlich differenzierte Tarife (Hoch- und Niedertarif) viel besser als die Messung individueller installierter oder beanspruchter Leistung. Smart-Meter ermöglichen solche stärker differenzierten Tarife, es sind tages- und jahreszeitlich variierende Arbeitstarife denkbar.

Besonders betroffen von dieser Regelung sind die Besitzer von Produktionsanlagen mit Eigenproduktion, die in der Regel reduzierte Netzbezüge aufweisen. Die Auswirkungen sind auch im Sinne der Energiestrategie negativ, denn die Rentabilität von Solaranlagen verschlechtert sich und es werden jene Produzenten bestraft, die das Netz gerade am Mittag, also im Lastmaximum wirksam entlasten. Auch hier zeigt sich ein klarer Widerspruch zum Verursacherprinzip. Mit der schlechteren Rentabilität der Solaranlagen sinkt auch der ohnehin viel zu geringe Zubau an Photovoltaik-Neuanlagen. Diese Änderung im StromVG läuft den Zielen der Energiestrategie diametral entgegen, sie ist umzukehren: Der Mindestanteil nicht-degressiver Arbeitstarif ist im Sinne der Energiestrategie auf 100% zu erhöhen.

In Bst. b wird eine Ausnahme festgelegt, von der in den nächsten 10 Jahren potenziell die meisten Endverbraucher betroffen sein können, weil Leistungsmessungen dank Smart-Meter zum Standard werden. Die Einschränkung, dass «Eigenverbraucher dadurch gesamthaft betrachtet nicht schlechter gestellt sind als mit einer Arbeitskomponente von 50 Prozent» stellt nicht sicher, dass es im Einzelfall nicht doch zu einer Schlechterstellung kommt. Da potenziell alle Eigenverbraucher betroffen sind, könnte sich das bremsend auf die Entwicklung von Eigenverbrauchsanlagen auswirken und damit die Ziele der Energiestrategie 2050 torpedieren.

Zu Art. 15 bzw. den zugehörigen Erläuterungen auf S. 33 im Bericht: Wir begrüssen ausdrücklich die Absicht, das Betragsnettoprinzip einzuführen. Es ist Realität, dass Strom nicht nur von «oben» nach «unten» fliesst. Für die Verteilnetzbetreiber entsteht ein grösserer Anreiz, Stromerzeugung in seinem Verteilnetzgebiet zu fördern und abzunehmen.

Art. 17a (Zuständigkeit für die Messung): Mit dieser Regelung entfällt die Überwälzung der Messkosten für Produzenten auf die Netzgebühren und bedeutet ein finanzieller Nachteil für neue Anlagen. Wir haben keine

---

<sup>3</sup> siehe dazu

[https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Medien/Rechsteiner\\_Diskriminierende\\_Tarifstrukturen\\_Zusammenfassung.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Medien/Rechsteiner_Diskriminierende_Tarifstrukturen_Zusammenfassung.pdf) bzw. ausführlich: [https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Rechsteiner\\_Diskriminierende\\_Tarifstrukturen\\_final\\_20160219\\_-\\_rev.20170104.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Rechsteiner_Diskriminierende_Tarifstrukturen_final_20160219_-_rev.20170104.pdf)

grundsätzlichen Bedenken gegen eine Liberalisierung, können aber nur zustimmen, wenn keine Nachteile für Produzenten entstehen. Entweder muss eine Lösung gefunden werden, wie die Messkosten gewälzt werden können, auch wenn ein Dritter beauftragt wird oder es bleibt beim Monopol. Letzteres soll reguliert werden, so dass der Allgemeinheit keine unverhältnismässigen Kosten aufgebürdet werden.

Art. 20, Abs. 2, Bst. b: Wir begrüssen ausdrücklich den Satz «Verbrauchsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.». So können energievernichtende Technologien und Konzepte vermieden werden und es werden Anreize geschaffen für nachhaltige Energieumwandlungs- und Speicherprojekte.

Der Vorschlag berücksichtigt nicht, dass auch Fehlentwicklungen auf der Erzeugerseite berücksichtigt werden sollten. Um die Energievernichtung gegenüber der Speicherung nicht zu benachteiligen, schlagen wir folgende Änderung vor: «[...] und diskriminierungsfreien Verfahren. ~~Verbrauchsseitig~~ **Sie** berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.»

Art. 22a, Abs. 2: Wir schlagen vor, den Anteil Energie, die nach anerkannten ökologischen Kriterien zertifiziert ist oder diesen entspricht, als zusätzlichen Bereich aufzunehmen.

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

Per E-Mail an: [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)

Frauenfeld, 25. Januar 2019

Ihr Kontakt: Rolf Schmidhauser, Tel. 079 399 73 42, [info@alsol.ch](mailto:info@alsol.ch)

### **Stellungnahme zur Änderung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG)**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Sommaruga  
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für Ihre Unterlagen zur Anpassung des Stromversorgungsgesetzes und die Möglichkeit dazu Stellung zu nehmen.

Als bekanntes Unternehmen der PV-Branche mit langjähriger Erfahrung mit alternativen Energiesystemen möchten wir auf die Auswirkungen einer Änderung im Netznutzungsentgelt (neuer Art.14, Abs. 3bis StromVG) für Solarstromerzeugung eingehen und diese mit einem Fallbeispiel illustrieren.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und die Prüfung unserer Anliegen. Bei Fragen dazu stehen Ihnen die Unterzeichnenden gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Christian Schmid  
Geschäftsführer

Rolf Schmidhauser  
VR Mitglied

## Stellungnahme zur Änderung des StromVG

### Allgemeine Beurteilung der Vorlage

Patrick Kutschera, EnergieSchweiz erwähnt im Vorwort Sonderheft Solaire 2018: *"Der Ausbau erneuerbarer Energien zählt zu den drei Säulen der Energiestrategie 2050. Gemessen an den Zielen geniesst Solarenergie unter den erneuerbaren Energien einen besonderen Stellenwert, denn der Anteil von Photovoltaik an der letztlichen Gesamterzeugung erneuerbarer Energien soll rund 50% betragen."*

In der Anpassung des StromVG sucht man vergebens nach konkreten Schritten zum beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien. Einzig in der Grundversorgung findet man den Hinweis auf "Standardprodukte mit überwiegend einheimischer erneuerbarer Energie", welche die Energieverteiler anzubieten haben; doch die Grundversorgung macht nur einen kleinen Teil der verteilten Energie aus. Wenn Sonnen- und Windenergie den ihr zustehenden Platz in der Energiestrategie 2050 einnehmen sollen (Verzehnfachung!), so sind Quoten oder andere marktkonforme Massnahmen im StromVG dringend einzuführen. Dies gilt umso mehr nach der gescheiterten Vorlage zur KELS und dem baldigen Auslaufen der KEV.

Aus unserer Sicht braucht es deutlich mehr Anreize für Investitionen in die Produktion von erneuerbarer Energie. Weiter braucht es stabile Rahmenbedingungen, welche auf die langen Amortisations- und Planungszeiten solcher Anlagen Rücksicht nehmen.

### Antrag und Bemerkungen zu 3. Kapitel StromVG: Netznutzung

(Art. 10-20)

#### Änderungsantrag zu Art. 14, Abs 3bis: Netznutzungsentgelt und Netznutzungstarife

Art. 14, neuer Abs 3bis ist nicht ins Gesetz aufzunehmen:

~~3bis Auf Spannungsebenen unter 1 kV gelten bei ganzjährig genutzten Verbrauchsstätten zusätzlich die folgenden Vorgaben:~~

- ~~a. Für Endverbraucher ohne Leistungsmessung weist der Netznutzungstarif eine einheitliche, nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent auf.~~
- ~~b. Für Endverbraucher mit Leistungsmessung und einem jährlichen Stromverbrauch von weniger als 50 MWh weist der Netznutzungstarif eine Arbeitskomponente (Rp./kWh) nach Buchstabe a auf; deren Anteil darf unter 50 Prozent liegen, wenn Eigenverbraucher dadurch gesamthaft betrachtet nicht schlechter gestellt sind als mit einer Arbeitskomponente von 50 Prozent.~~

Es soll die nach StromVV, Art. 18, Abs 3 geltende Regelung weiterhin wirksam bleiben:

3 Der Netznutzungstarif muss bei Spannungsebenen unter 1 kV für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh zu mindestens 70 Prozent ein nichtdegressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein.

Begründung:

1. Der heute geltende nicht degressive Arbeitstarif für Energiebezug und Netzentgelt schafft bei Endverbrauchern in Netzebene 7 Anreize zum Energiesparen; ein Leistungstarif würde diese finanziellen Anreize empfindlich schwächen.
2. PV Anlagen geniessen in der Schweizer Bevölkerung eine grosse Akzeptanz. Trotzdem liegt ihr Anteil an der Energieerzeugung erst bei 3%, ihr Ausbau ist seit 3 Jahren sogar rückläufig. Gründe sind: Die sehr restriktive Entschädigung von rückgespeicherter Energie durch die Energieverteiler und die unstabilen Investitionsgrundlagen für den Bau solcher Anlagen.

Investitionsbeiträge (EIV) sowie die Möglichkeit zur Schaffung von Eigenverbrauchsgruppen geben derzeit wieder Hoffnung auf höhere Zubauraten. Eigenverbrauch rechnet sich, denn für jede selbst erzeugte und selbst

genutzte kWh Strom können die Kosten für Energiebezug und Netzentgelt eingespart werden. Das macht üblich etwa 20 Rp./kWh aus (gegenüber rund 5 Rp. bei einer Rückspeisung ins Netz).

Das würde sich ändern, sollte das Netzentgelt zu 50%, resp. bis zu 100% (für grössere Bezüger) als Leistungsbezugspreis verrechnet werden. Das bisherige Netzentgelt von rund 10 Rp./kWh würde dann in der Rentabilitätsrechnung auf der Einnahmenseite zur Hälfte oder ganz fehlen. Die Auswirkungen dieser Änderung auf die Amortisation von PV Anlagen werden im Beispiel auf Seite 4 illustriert.

3. Smart Metering wird auf Netzebene 7 neue Möglichkeiten zur Laststeuerung und Tarifierung schaffen. Bis es soweit ist, sind für Bezüger unter 100'000 kWh/a die geltenden Tarifmodelle fortzuführen. Stabile Rahmenbedingungen sind eine wichtige Voraussetzung für langfristige Investitionen in neue Produktionsanlagen.

### **Nutzung von Flexibilitäten mit neuen Tarifmodellen**

Die im erläuternden Bericht angesprochenen Flexibilitäten sind künftig stärker zu nutzen, einerseits durch finanzielle Anreize mit flexiblen zeitlich feiner abgestuften Tarifen für Netz und Energiebezug (beide in Rp./kWh), andererseits durch selektives Ab/Zuschalten gewisser Verbrauchergruppen, resp. Schaffung von Anreizen, solches zu tun.

**Es ist nicht die Maximalleistung eines einzelnen Verbrauchers, welche für die Netzauslastung massgebend ist, sondern die Gleichzeitigkeit des Leistungsbezugs verschiedener Verbraucher.**

Wir bezweifeln deshalb, dass bei Bezügern unter 100'000 kWh ein leistungsorientiertes Netzentgelt Verbesserungen in der Netzauslastung bringt. Als Alternative empfehlen wir die Prüfung neuer Tarifmodelle, welche z.B. den Energiebezug in mehreren Zeitabschnitten individuell erfassen (nebst NT und HT auch Mittags- und Abendspitzenzeitintervalle, saisonal und wochentagsspezifisch). Die so erfassten Energiebezüge sind mit unterschiedlichen Preisfaktoren zu verrechnen. Das kann ergänzt werden mit Rabatten, wenn wichtige Verbraucher durch den Energieverteiler steuerbar sind (Elektrowärme, Waschen, Industrieprozesse usw.).

### **Rentabilitätsrechnung Eigenverbrauchsgruppe Arztpraxis - Wohnen**

Die von uns erstellte Eigenverbrauchsgruppe Obstgartenstrasse umfasst eine Arztpraxis mit zwei Wohneinheiten, eine 28.8 kW PV Anlage und eine 27 kW WP Heizung. Dank gemischter Nutzung Wohnen/Gewerbe und der Vergütung des ökologischen Mehrwerts von 6 Rp./kWh für PV Strom wird eine optimale Pay-Back Dauer von 11 Jahren erreicht. Es gilt Tarif 1 (Haushalt) der Werkbetriebe Stadt Frauenfeld. Der Brutto-Jahresstromverbrauch liegt knapp unter 30'000 kWh.

Zur Illustration der Auswirkungen von einer Leistungskomponente im Netzentgelt wird im Beispiel auf Seite 4 vom geltenden Tarif 1 ohne ökol. Mehrwert ausgegangen. Verglichen werden verschiedene Tarife mit unterschiedlichem Anteil einer Leistungskomponente im Netzentgelt. Bei einem höheren Anteil sinkt in der Rentabilitätsrechnung die Gutschrift für den selbst erzeugten Strom, entsprechend steigt die Pay-Back Dauer. Im Beispiel ist mit der im Gesetzesentwurf vorgesehenen Anpassung eine vertretbare Amortisation nicht mehr möglich.

Die Kosten für den Strombezug bleiben von der Tarifrage weitgehend unberührt, d.h. der Einsparung beim Strompreis steht eine höhere Pauschale durch das Leistungsentgelt gegenüber. Exakte Angaben dazu lassen sich erst machen, wenn publizierte Tarife vorliegen. Folgende Rechnung zeigt die Grössenordnung: Heute zahlt der Kunde für den Strombezug nach Tarif 1 CHF 5'000, mit Tarif 2 (Wahltarif 2 des Energieverteilers: Netzentgelt mit 30% Leistungsanteil + 70% Arbeitstarif) ergeben sich geschätzte Kosten von CHF 5'000 bis 5'400, je nach Optimierung des Leistungsbezugs. Auf die Rentabilität der PV Anlage hat ein Leistungsentgelt im Beispiel geringen oder eher nachteiligen Einfluss.

## PV Anlagen mit Einmalvergütung ohne Stromspeicher

|                                                          |              |       |               |                                                                                  |
|----------------------------------------------------------|--------------|-------|---------------|----------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Anlagengrösse</b>                                     | <b>kWp</b>   |       | <b>28.80</b>  |                                                                                  |
| <b>Anlagentyp (1 = auf Dach, 2 = in Dach integriert)</b> |              |       | <b>1</b>      | Indachanlagen bei Neubau/Dachsanierung                                           |
| <b>Anlagenkosten</b>                                     | <b>CHF</b>   |       | <b>46'370</b> |                                                                                  |
| EIV Investitionsbeitrag                                  | CHF          |       | 12'920        |                                                                                  |
| <b>Netto Investition</b>                                 | <b>CHF</b>   |       | <b>33'450</b> | Basis bilden unsere bisherigen Anlagen                                           |
| Jahresverbrauch                                          | kWh/a        |       | 28'700        |                                                                                  |
| Jahresertrag PV                                          | kWh/a        | 975   | 28'080        | mittl. Ertrag Schweizer Mittelland nach 25 Jahren gem. Garantie Modulhersteller  |
| örtlicher Ertrag                                         | %            | 94%   | 26'395        | optimal ausgerichtet, inkl. lin. Red. auf 80%                                    |
| davon als Eigenbedarf nutzbar                            | kWh/a        | 34%   | 8'974         | gem. Abschätzung indiv. Verbraucher                                              |
| Vergütung Rückspeisung                                   | CHF/a        | 0.045 | 784           | Rückspeisetarif 4,5 Rp/kWh, inkl. MwSt                                           |
| Vergütung ökolog. Mehrwert                               | CHF/a        | 0.060 | 1'045         | Werkbetriebe Frauenfeld 6.0 Rp/kWh                                               |
| Gutschrift Strombezug (PV Strom für Eigenbedarf)         | CHF/a        | 0.192 | 1'723         | Mischrechnung Tarif 1 (Haushalt) HT/NT                                           |
| Unterhalt/Erneuerung Anlage                              | %            | 0.9%  | -417          | üblicher Satz 0.9% von Anlagekosten                                              |
| Abgaben/Steuern                                          | CHF/a        |       |               | Einkommenssteuer (je nach Gemeinde)                                              |
| Amortisation                                             | Jahre        | 20    | -1'673        | Netto Investition linear amortisiert                                             |
| <b>finanzieller Erfolg</b>                               | <b>CHF/a</b> |       | <b>1'462</b>  |                                                                                  |
| <b>Pay-Back Dauer</b>                                    | <b>Jahre</b> |       | <b>10.7</b>   | Netto Investition / Summe Jahreskosten ohne Verzinsung des investierten Kapitals |

alsol ag **alternative energiesysteme**

Hungerbühlstrasse 22

8500 Frauenfeld

[www.alsol.ch](http://www.alsol.ch)

Angaben ohne Gewähr - November 2018

## Pay-Back Dauer - Vergleich bei verschiedenen Tarifmodellen

Heute gültiger Tarif 1 Werkbetriebe Stadt Frauenfeld mit Vergütung ökolog. Mehrwert

**10.7**

**Jahre**

Tarif 1 (Haushalt) in Rp./kWh  
Energie 9.9, Netz 7.3+0.4 Swissgrid, übriges 1.6 Rp./kWh, Grundbetrag 9 Fr./mo  
Rückspeisung 4.5, ökolog. Mehrwert 6.0

**Tarife ohne Vergütung ökol. Mehrwert**  
übliche Praxis in verschiedenen Kantonen

Energie und Netzentgelt 100% Arbeitskomp.

**16.0**

**Jahre**

Mischpreis Energie+Netz 19.2 Rp./kWh

Netzentgelt = 50% Arb.komp. / 50% Leist.komp.

**19.1**

**Jahre**

Mischpreis Energie+Netz 19.2-3.8 Rp./kWh +Leistungsentgelt

Netzentgelt = 0% Arb.komp. / 100% Leist.komp. (für Bezüger >50'000 kWh)

**23.9**

**Jahre**

Mischpreis Energie+Netz 19.2-7.7 Rp./kWh +Leistungsentgelt

Kosten Strombezug in Amortisationsrechnung nicht berücksichtigt

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Elektronisch an: [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)

28. Januar 2019

## **Stellungnahme zur Revision des StromVG**

Sehr geehrte Damen und Herren

Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 läuft Ende 2022 aus, die Umsetzung und Zielerreichung darüber hinaus ist nicht gewährleistet. Der Bundesrat ist angehalten, konkrete Vorschläge zu machen, wie die Finanzierung erneuerbarer Kraftwerke sichergestellt werden kann. In der vorliegenden Revision des StromVG fehlen Anreize für den Ausbau einheimischer erneuerbarer Energien.

Die ElCom fordert in dieser Revision des StromVG Anreize zum Erhalt der Winterstromproduktion<sup>1</sup>, die mit dem Wegfall des Atomstroms abnimmt. Berechnungen zeigen, dass Photovoltaik heute die günstigste Art ist, auch im Winterhalbjahr Strom zu produzieren.<sup>2</sup> In der Vorlage wird diesem Thema keine Beachtung geschenkt. Unabhängig davon, ob und in welchem Zeitraum man von potenziell kritischen Versorgungslagen im Winterhalbjahr ausgeht, ist ein möglichst hoher Eigenversorgungsgrad der Schweiz anzustreben. Dieser bringt nebst Versorgungssicherheit auch inländische Wertschöpfung und Unabhängigkeit.

Dem zweiten Schritt der Marktöffnung können wir ohne flankierende Massnahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien nicht zustimmen. Die Frage nach der Marktöffnung steht isoliert nicht im Vordergrund und es gibt keinen Grund zur Eile. Wenn es darum geht, die Bedingungen für ein allfälliges Stromabkommen mit der EU zu erfüllen, kann die Marktöffnung in diesem Zusammenhang vorgelegt werden. Die Energiewende kann sowohl in einem vollständig liberalisierten Markt wie auch im vollen Monopol oder im teilliberalisierten Markt erreicht werden. Ausschlaggebend sind die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien und Effizienz. Ein Monopol, das wie in den 1970er bis 90er-Jahren die Atomenergie schützt, ist dabei genauso wenig zielführend wie ein liberalisierter Markt, der die Kosten umweltbelastender Produktionsarten nicht internalisiert und Investitionen in neue erneuerbare Energien nicht ermöglicht. Weil die Vorlage weder ausreichende Massnahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien vorschlägt, noch auf die Problematik der Entsolidarisierung der Finanzierung der Energiewende durch die Liberalisierung eingeht, lehnen wir sie ab.

---

<sup>1</sup> <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-73132.html>

<sup>2</sup> [www.energiestiftung.ch/strommarkt](http://www.energiestiftung.ch/strommarkt)

Die Absatzgarantie für Atomstrom in der Grundversorgung ist inakzeptabel, ein «Green Default» ist zwingend. Die angestrebte Importstrategie und das Festhalten an einem Strommarktdesign (Energy-Only-Markt), das die Besonderheiten der zunehmenden Produktion aus Anlagen mit sehr tiefen Grenzkosten (insb. Wind- und Solarkraft) nicht berücksichtigt, ist zu statisch und schafft keine Investitionssicherheit.

Wir bitten den Bundesrat, die Vorlage grundlegend zu überarbeiten und unsere Anträge und Empfehlungen wohlwollend zu prüfen.

Freundliche Grüsse



**Walter Sachs**  
Präsident VESE



**Raoul Knittel**  
Geschäftsführer VESE

Mitunterzeichner



Karl Hauswirth  
Technik  
OptimaSolar Genossenschaft Solothurn

## Anträge und Empfehlungen

Art. 4 Abs. 1 Bst. b: Die Definition von «Endverbraucher» bleibt bestehen und damit die Ausnahmeregelung für Pumpspeicherkraftwerke. Damit bleibt die Ungleichbehandlung verschiedener Speichertechniken bestehen. Entweder werden sämtliche Speicher vom Netzentgelt befreit oder die Ausnahmeregelung wird auf andere Techniken (insb. Batterien) ausgeweitet. Analog ist die Regelung für Art. 4a, Abs. 1 Bst. a zu prüfen.

Art. 6 Abs. 1: Wir sind mit dem Grundsatz einverstanden, dass es eine Grundversorgung braucht, wenn der Markt ganz geöffnet wird.

Art. 6 Abs. 2: Dass die Grundversorgung zu 100% aus einheimischer Energie bestehen soll, begrüssen wir. Dass sie nur «überwiegend», sprich zu mindestens 50%, auf erneuerbarer Energie beruht, ist ungenügend. So werden zu wenig Anreize für Investitionen in neue erneuerbare Kraftwerke geschaffen. Die Grundversorgung muss einem «Green Default» entsprechend und zu 100% aus einheimischer, erneuerbarer Energie bestehen. Statt erst in der Verordnung ist das besser im Gesetz festzulegen. Dabei sollen nicht die Ausbauziele gem. Art. 2 EnG massgebend sein, wie im Bericht erwähnt, sondern die übergeordneten Ziele der Energiestrategie 2050, die eine 100% erneuerbare Stromversorgung vorsehen.

Art. 6 Abs. 3: Der «geeignete Referenzmassstab» für angemessene Strompreise soll sich für die Grundversorgung mit erneuerbaren Energien weiterhin an den Gestehungskosten orientieren. Solange kein Strommarktmodell vorliegt und der Vergleichspreis nicht kostendeckend ist, besteht mangels Investitionssicherheit kein Anreiz zum Ausbau erneuerbarer Energien. Wir lehnen das Modell des Vergleichsmarktpreises ab.

Art. 6 Abs. 5 bis<sup>3</sup> soll wieder aufgenommen werden. Dieser Absatz wurde im Rahmen der Strategie Stromnetze im StromVG eingefügt. Er erlaubt Verteilnetzbetreibern, erneuerbaren Strom bis zum Auslaufen der Marktprämie nach Art. 30 EnG in die Tarife für feste Endverbraucher einzurechnen. Wir schlagen diesen Absatz mit kleinen Anpassungen zur Beibehaltung vor:  
«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 3 nicht miteinrechnen. Dieses Recht gilt nur für Elektrizität aus Erzeugungskapazitäten im Inland, **inkl. den Gestehungskosten privat oder genossenschaftlich betriebener Erzeugungsanlagen**, abzüglich allfälliger Unterstützungen.»

Art. 8a (Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen): Im Grundsatz begrüssen wir die Schaffung einer Speicherreserve. Sie soll aber nur für erneuerbare Energien offen stehen, die die gesetzlichen ökologischen Standards einhalten (betrifft vor allem die Wasserkraft).

Ebenfalls muss sichergestellt werden, dass die Sanierungspflicht auch im Falle von Wasserkraftwerken, die an der Reserve teilnehmen, gilt. Eine bereits erfolgte Schwall-Sanierung darf nicht durch den Abruf der Reserve in Frage gestellt werden.

---

<sup>3</sup> <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2016/20160035/Schlussabstimmungstext%201%20NS%20D.pdf>

Unverständlich ist, dass Anbieter von Nachfrageflexibilität erst später «allenfalls» vom Bundesrat die Berechtigung zur Teilnahme an der Reserve erhalten sollen (Abs. 6 Bst f). Nachfrageflexibilität soll von Anfang an gleichberechtigt eingebunden werden und mitbieten können.

Art. 12 (Information und Rechnungsstellung): Bei Absatz 1 ist ein zusätzlicher Punkt anzufügen, nämlich die Rückliefertarife für eingespeisten Strom. Dieser ist für alle Produzenten im Netzgebiet relevant.

Für uns ist es nicht klar, ob der - frei gewählte - Energieverkäufer auch die Rücklieferung von Solarstrom abnehmen muss, oder ob der lokale Verteilnetzbetreiber verantwortlich bleibt. Um Unstimmigkeiten vorzubeugen, die Administration zu vereinfachen und letztendlich die Planungssicherheit zu erhöhen sowie die inländische Stromproduktion auszubauen, schlagen wir einen landesweit einheitlichen Rückliefertarif von 12 Rp/kWh sowie 10 Rp/kWh für Anlagen ab 100 kWp vor.

Bei Absatz 2 besteht eine gewisse Redundanz zu Art. 9 Abs. 3 Bst b EnG bzw. Art. 4 EnV. Im Grundsatz befürworten wir grösstmögliche Transparenz. Anbieter von Elektrizität sollen die gleichen Angaben machen müssen wie die Netzbetreiber für die Grundversorgung.

Art. 13a Abs. 1 Bst. b: Für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) sind die Wechselbedingungen wichtig. Sie sollten ähnlich wie bei Krankenkassen einfach gehalten sein, z.B. Jahresverträge mit fixem Kündigungstermin. In diesem Zusammenhang sind auch die Bedingungen für die ZEV (Art. 17 EnG) anzupassen, es gilt den Umgang zu regeln, wenn Mitglieder eines ZEV diesen verlassen wollen.

#### Art. 14 Abs. 3bis: Netznutzungsentgeld und Netznutzungstarife

Solarstrom-Prosumer sind von grosser Bedeutung zur Zielerreichung der Energiestrategie 2050. Nach dem Ende der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) ist Eigenverbrauch das einzige (politisch akzeptierte) Instrument, um eine wirtschaftliche Solarstromproduktion-Perspektive zu ermöglichen. Die Befürchtung, dass die Netznutzungsentgelte zukünftig nicht mehr pro kWh verrechnet werden, hält viele potentielle Investoren nicht zu unrecht davon ab, das Solarstrom-Eigenverbrauchs-Potential auszuschöpfen. Die PV-Installationen sind (auch deshalb) seit 3 Jahren rückläufig - was sicher nicht im Sinne einer zukünftig erneuerbaren Energieversorgung ist.

Erst per 1.1.2018 wurde in der StromVV Art 18 Abs. 3 festgelegt, dass der Netznutzungstarif für Endverbraucher unter 1 kV mit bis zu 50 MWh Jahresverbrauch zu mindestens 70% über einen nicht degressiven Arbeitstarif verrechnet werden sollen. Dies bereits wieder zu ändern, untergräbt jegliche Planungssicherheit, wir sprechen uns hier entschieden gegen eine Änderung aus.

***Wir beantragen deshalb, den neu vorgeschlagenen Punkt b von StromVG Abs 3 bis zu streichen.***

Wenn zukünftig flächendeckend Smart-Meter eingesetzt werden, haben alle Endkunden eine Leistungsmessung; somit könnte überall 100% Leistungstarif eingeführt werden. Die Klausel, dass Eigenverbraucher nicht schlechter gestellt werden sollen, verspricht kaum Schutz. Um fragwürdigen, aufwändigen Vergleichen und Verfahren vorzubeugen und ein Minimum an Investitionssicherheit mindestens vorerst zu gewähren, soll die Verrechnung, wie per 1.1.2018 eingeführt, weitergeführt werden. Wenn der Prozentsatz künftig auf Ebene Gesetz geregelt sein soll, so soll die Formulierung aus der Verordnung übernommen werden: 3<sup>bis</sup> Auf Spannungsebenen unter 1 kV weist der

*Netznutzungstarif bei ganzjährig genutzten Verbrauchsständen mit bis zu 50 MWh Jahresverbrauch eine nichtdegressive Arbeitskomponenten (Rp/kWh) von mindestens 70% auf.*

Wir sind offen, neue Tarifmodelle hinsichtlich Verursachergerechtigkeit zu diskutieren. Wir verstehen jedoch nicht, weshalb Leistungstarife "verursachergerecht" sein sollen, die ein individuelles Maximum als Berechnungsgrundlage haben, ohne Berücksichtigung der zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Netzbelastung. Wenn ein Solarstrom-Prosumer zur Mittagszeit 10 kW einspeist, so reduziert er die Belastung im lokalen Netz zu einer Spitzenlastzeit. Andererseits mag er um 2 Uhr in der Nacht, wenn das Netz schwach ausgelastet ist, 6 kW für seine Wärmepumpe beziehen. Wieso muss ein solcher netz-schonender Prosumer mehr oder gleich viel an Leistungstarif bezahlen, wie jemand, der in der "Rush-Hour" 6 kW zur kritischen Netzbelastung beiträgt?

Für eine kostengerechte Anlastung von Netzkosten eignet sich die Einteilung in zeitlich differenzierte Tarife (Hoch- und Niedertarif) viel besser als die Messung individueller installierter oder beanspruchter Leistung. Smart-Meter ermöglichen solche stärker differenzierten Tarife, es sind tages- und jahreszeitlich variierende Arbeitstarife denkbar.

Wir wären auch offen für eine Lösung, bei der die Netzkosten nicht separiert den Konsumenten in Rechnung gestellt werden, sondern wo die Produzenten den Endkonsumenten-Preis abzüglich der Kosten der beanspruchten Netze erhalten. In einem liberalisierten Strommarkt mag ein Endverbraucher den lokalen Wasserstrom abbestellen und für einen Rappen weniger Kohlestrom aus Norddeutschland abonnieren. Hierdurch wird viel mehr Netz beansprucht. Gemäss diesem Beispiel würde ein Solarstrom-Produzent, dessen Strom auf Netzebene 7 bleibt, den Endkundenpreis 20 Rp/kWh abzüglich Vertriebsaufwand und 6 Rp/kWh für die Nutzung der Netzebene 7 erhalten. Der Produzent des norddeutschen Kohlestroms, der alle Netzebenen beansprucht, erhält 20 Rp/kWh abzüglich Vertriebsaufwand und Nutzungsentgelt für alle Netzebenen. Theoretisch kosten die höheren Netzebenen pro kWh nur wenig; aber nur, solange sie auf sämtliche kWh umgelegt werden; auch auf jene, welche diese Netzebenen gar nicht beanspruchen. Verteilnetze mit einem hohen Selbstversorgungsgrad, welche die höheren Verteilnetze kaum beanspruchen, werden dadurch attraktiv. Dies soll erstmal nur als Gedankenanstoss dienen – eine solche umfassende Umstellung muss gut durchdacht und allenfalls international abgestimmt sein. Aber erstens bringt sie zum Ausdruck, dass "verursachergerecht" sehr unterschiedlich interpretiert werden kann. Und zweitens ist die Dezentralisierung der Energieversorgung in der Tat eine umfassende Umstellung - von wenigen Einspeisepunkten zu Zehntausenden - weshalb durchaus neue Ansätze prüfenswert wären.

Zu Art. 15 bzw. den zugehörigen Erläuterungen auf S. 33 im Bericht: Wir begrüßen ausdrücklich die Absicht, das Betragsnettoprinzip einzuführen. Es ist Realität, dass Strom nicht nur von «oben» nach «unten» fliesst, besser wieder als die heutige Regelung. Für die Verteilnetzbetreiber entsteht ein grösserer Anreiz, Stromerzeugung in seinem Verteilnetzgebiet zu fördern und abzunehmen.

Art. 17a (Zuständigkeit für die Messung): Mit dieser Regelung entfällt die Überwälzung der Messkosten für Produzenten auf die Netzgebühren und bedeutet ein finanzieller Nachteil für neue Anlagen. Wir haben keine grundsätzlichen Bedenken gegen eine Liberalisierung, können aber nur zustimmen, wenn keine Nachteile für Produzenten entstehen. Entweder muss eine Lösung gefunden werden, wie die Messkosten gewälzt werden können, auch wenn ein Dritter beauftragt wird oder es bleibt beim Monopol. Letzteres soll reguliert werden, so dass der Allgemeinheit keine unverhältnismässigen Kosten aufgebürdet werden.

Art. 20, Abs. 2, Bst. b: Wir begrüßen ausdrücklich den Satz «Verbrauchsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.». So können energievernichtende Technologien und Konzepte vermieden werden und es werden Anreize geschaffen für nachhaltige Energieumwandlungs- und Speicherprojekte.

Art. 22a, Abs. 2: Wir schlagen vor, den Anteil Energie, die nach anerkannten ökologischen Kriterien zertifiziert ist oder diesen entspricht, als zusätzlichen Bereich aufzunehmen.

Energie Genossenschaft Schweiz  
Bollwerk 35  
3011 Bern

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern  
Per E-Mail an: [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)

Bern, 28. Januar 2019

## **Stellungnahme zur Revision des StromVG**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin  
Sehr geehrte Damen und Herren

### **Vollständige Marktöffnung**

Die Energie Genossenschaft Schweiz begrüsst die vollständige Marktöffnung und wünscht sich eine rasche Umsetzung. Wir sehen darin die folgenden Vorteile: Wahlfreiheit der Konsumenten, mehr Wettbewerb unter den Energieunternehmen und dadurch mehr Innovationsleistung und neue Tarifmodelle. Überdies ist die Marktöffnung eine zwingende Voraussetzung für ein Stromabkommen mit der Europäischen Union.

### **Grundversorgung**

Dass die Grundversorgung zu 100% aus einheimischer Energie bestehen soll, betrachten wir als elementar. Um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu befördern, muss dieser Strom aber zu 100% erneuerbar sein. Mit dem Vorschlag, dass der Kunde einmal jährlich per 31. Oktober die Möglichkeit haben soll, die Grundversorgung zu verlassen oder in diese zurück zu wechseln, ist fair.

### **Speicherreserve**

Im Grundsatz begrüssen wir die Schaffung einer Speicherreserve. Sie soll aber nur für erneuerbare Energien offen stehen, d.h. dass z.B. die Energie zum Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken aus erneuerbaren Quellen stammen und mit entsprechenden Herkunftsnachweisen (HKN) belegt werden muss. Die Speicherreserve sollte möglichst technologieneutral und bürokratiearm ausgestaltet werden.

### **Netznutzungstarife**

Damit die Solarstrom Produktion aus dem Inland auch mit der vollständigen Marktöffnung attraktiv bleiben kann, braucht es eine Erweiterung der Eigenverbrauchsregelung im Areal. Für Solarstrom, der

auf Netzebene 7 bleibt – sprich an Endverbraucher hinter der gleichen Trafostation geliefert wird - fallen keine Netzkosten an, falls eine vertragliche Vereinbarung zwischen Solarstrom Produzent und Konsument (Direktvermarktung) besteht. Dieses Durchleitungsrecht, wie wir es auch aus der Wasserversorgung kennen, ist unbedingt zu gewähren, denn es bietet einige Vorteile:

- Netzstabilität
- verteilt die Mittagsspitzen aus der Solarproduktion auf Elektrokocheherde am Ort der Erzeugung
- reduziert den Netzausbau
- trägt Rechnung, dass Verluste auf dem Hochspannungsnetz auch solidarisch und nicht von den Verursachern im internationalen Stromhandel bezahlt werden.

### **Teilliberalisierung Messwesen**

Wir begrüßen die vorgeschlagene Teilliberalisierung des Messwesens. Zu beachten ist, dass Kosten für die Datenaufbereitung und -übermittlung an Pronovo zur Erstellung der Herkunftsnachweise (HKN) von den Messbetreibern getragen werden müssen.

### **Datenhub**

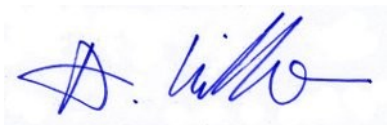
Die Energie Genossenschaft Schweiz teilt die Einschätzung des Bundesrates, dass ein Datenhub sinnvoll ist. Der Bundesrat sollte einen Standard auf Basis der Blockchain Technologie festsetzen. Die Infrastruktur zum Betrieb des Datenhub sollte dezentral von Swissgrid und den dahinter stehenden Netzbetreibern zu Verfügung gestellt werden. Beim geplanten Smart-Meter Rollout, muss diese Blockchain in jedem Zähler verankert werden. Der Aufwand für die Synchronisation der unterschiedlichen Datenformate und Abrechnungsperioden würde dadurch massiv reduziert. Zudem würde die nicht sonderlich innovationsfreudige Energiebranche mit diesem neuen Standard zügig und in die zuverlässige neue digitale Welt gehoben.

### **Investitionsanreize Stromproduktion**

Die Ausbauziele der Energiestrategie 2050 werden ohne zusätzliche Investitionsanreize kaum erreicht. Es führt deshalb kein Weg daran vorbei, dass sich die Schweiz Gedanken machen muss, wer unter den gegebenen Umständen in den Erhalt und Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion investieren soll. Eine Lenkungsabgabe auf nicht-erneuerbaren Strom ist aus unserer Sicht die logische Konsequenz zur bereits geplanten suggestiven Reduktion der Förderung von neuen erneuerbaren Energiequellen.

### **Investitionsanreize Speicher**

Gemäss vorliegendem Entwurf sollen Pumpspeicherkraftwerke für den Strom zum Antrieb der Pumpen von den Netzentgelten befreit bleiben (Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG). Andere oder neue Speicherkonzepte schulden jedoch das Netzentgelt, was eine erhebliche wirtschaftliche Benachteiligung bedeutet. Die Energie Genossenschaft Schweiz vertritt die Ansicht, dass entweder sämtliche Speicher vom Netzentgelt befreit werden sollten oder, dass die Ausnahmeregelung auf andere Techniken (insb. Batterien) ausgeweitet wird.



Amadeus Wittwer  
Geschäftsleitung  
Energie Genossenschaft Schweiz

Eidgenössisches Departement für Umwelt  
Verkehr, Energie und Kommunikation **UVEK**  
Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern



E-Mail: [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)

31. Januar 2019

Stellungnahme des Schweizerischen Verband für Umwelttechnik (SVUT)

**Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Sommaruga,  
Sehr geehrte Damen und Herren,

Mit Schreiben vom 17. Oktober 2018 eröffnete das eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK die Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG). Die Vernehmlassung dauert bis zum 31. Januar 2019. Für die Möglichkeit der Stellungnahme möchten wir uns bedanken.

Der Schweizerische Verband für Umwelttechnik (im Folgenden SVUT) nimmt aus Sicht von innovativen Unternehmen aus dem Bereich Energielösungen und Eigenverbrauch mit diesem Schreiben fristgerecht Stellung. Dabei beschränken wir unsere Stellungnahme auf die Anpassungen betreffend Energieverordnung.

**1. Vollständige Öffnung des Strommarktes**

Der SVUT begrüsst die vollständige Öffnung des Strommarktes. Die Verzerrungen, welche durch die Beschränkung der Marktliberalisierung auf Grossverbraucher entstanden ist, können mit dieser Massnahme behoben werden.

Die vollständige Strommarktöffnung ist nach unserem Dafürhalten auch Voraussetzung zur Umsetzung eines Ziels der vom Volk am 21. Mai 2017 angenommenen Energiestrategie 2050, nämlich der Dezentralisierung der Stromproduktion. Mit dieser Zielsetzung ist ein Monopol des lokalen Netzbetreibers nicht vereinbar. Neben der Liberalisierung des Begriffs «Ort der Produktion» gemäss Art. 14 EnV zu welcher im Rahmen der Revision diverser Energieverordnungen zu welcher kürzlich eine Vernehmlassung durchgeführt wurde, ist die Liberalisierung des Strommarktes auch für Kunden unter 100 MW ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung.

**2. Die Sunshine-Regulierung**

Die Sunshine Regulierung, welche die unternehmerischen Leistungen der Schweizer Verteilnetzbetreiber analysiert soll veröffentlicht werden. Dieser Schritt ermöglicht es dem Konsumenten erst, die Leistungen und Angebote der verschiedenen Anbieter zu vergleichen und somit eine informierte Entscheidung zu treffen, von welchem Stromanbieter der Strom bezogen werden soll. Dieser Schritt hin zu mehr Transparenz wird vom SVUT begrüsst.

### **3. Erneuerbarer Strom aus der Schweiz für die Grundversorgung**

Dass die Grundversorgung aus Schweizer Strom und zu einem gewissen Anteil aus erneuerbaren Energien erfolgen muss, ist im Einklang mit der Energiestrategie 2050 und gibt den Kunden, die in der Grundversorgung bleiben wollen, eine gewisse Sicherheit auf sauberen Strom. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der installierten Kraftwerkleistung von 20 GW beim Bedarf von 11 GW ein nachvollziehbarer Entscheid.

### **4. Speicherreserve für Energieversicherung**

Energiespeicher / Stromspeicher sind für die Energiewende wichtige Schlüsselfaktoren, welche für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit unabdingbar sind. Inwieweit eine Energieversicherung notwendig ist, bei einer installierten Kraftwerkleistung von 20 GW und einem Bedarf von 11 GW ist schwer nachvollziehbar, wenn man davon ausgeht, dass sich die Stromversorgung weiter dezentralisieren wird. Ein Versicherungsabgabe über die Netzkosten erachten wir als falschen Weg. Eine Weiterführung der KEV und somit einen weiteren Ausbau der erneuerbaren, dezentralen Energieversorgung erachten wir als zielführender und erfolgsversprechender, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewähren.

### **5. Flexibilisierung**

Die gesetzliche Verankerung, dass Endkunden, Produzenten und Speicherbetreiber, Inhaber Ihrer Flexibilität sind, ist zu begrüßen. Da diese Akteure auf dem Strommarkt einen entscheidenden Beitrag zur Entlastung der Netze und zur weniger weitgehenden Ausbau des Netzes leisten, ist es auch angebracht, diese für Ihre Flexibilität zu entschädigen.

### **6. Wahlfreiheit im Messwesen**

Während der Grundgedanke der Wahlfreiheit im Messwesen zu begrüßen ist, um die teilweise überhöhten Preisen in diesem Bereich zu bekämpfen, wäre es wünschenswert, die Wahlfreiheit auch für kleinere Endverbraucher, Produzenten und Speicherbetreiber einzuführen. In diesem Bereich kann die Energiewende im Kleinen umgesetzt werden. Insbesondere sehen wir die Liberalisierung in diesem Bereich als notwendig an, da die Digitalisierung und die Verbreitung von smart home Lösungen das Messwesen einfach und effizient aus einer Hand angeboten werden kann, was dann wieder zu Kosteneinsparungen beim Konsumenten führen kann.

Abschliessend lässt sich festhalten, dass in diesem Revisionspaket einige wichtige Schritte in die richtige Richtung unternommen werden. Von der Finanzierung der Energieversicherung über den Netzzuschlag sind wir aber aufgrund des Ziels der Förderung des Eigenverbrauchs nicht überzeugt.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Beat Huber  
**Präsident SVUT**



IGEB, Bergstrasse 110, 8032 Zürich  
Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Per E-Mail an: [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)

Zürich, Ende Januar 2019

**Revision des Stromversorgungsgesetzes:  
Volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung  
Stellungnahme**

Sehr geehrte Damen und Herren

Per Email 17. Oktober 2018 haben Sie uns über die Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des StromVG orientiert. Sie geben den Vernehmlassungsadressaten die Möglichkeit, bis am 31. Januar 2019 schriftlich Stellung zu nehmen, was wir hiermit gerne tun.

Die IGEB hat in den vergangenen Jahren, seit die Revision des StromVG wieder aufgenommen wurde, als Vertreterin der energieintensiven Branchen und Unternehmen aktiv an den Stakeholder Meetings und Round Table Treffen mitgewirkt, die zur jetzigen mit Spannung erwarteten Vernehmlassungsvorlage geführt haben. Wir möchten uns hiermit auch bei den Mitarbeitenden des federführenden Bundesamtes für ihr Bemühen, eine insgesamt sachgerechte und ausgewogene Vorlage zu präsentieren, bedanken.

Es geht nun darum, trotz manchmal stark divergierenden Partikularinteressen, die Ziele der Revision nicht aus den Augen zu verlieren und die geplanten Massnahmen so abzustimmen, dass diese auf eine volkswirtschaftlich optimale Art erreicht werden können. Die ersten Bestrebungen zur Revision des StromVG reichen viele Jahre zurück, bis vor die Reaktorkatastrophe von Fukushima. Damals wurde die Revision sistiert, zu Gunsten einer Energiestrategie 2050, deren erstes Ziel der Ausstieg aus der Kernenergie ist. Das hat zu einer Verschiebung bei der Gewichtung der Ziele der Revision des StromVG geführt. Als erstes Leitziel wird im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage die Gewährleistung der **langfristigen Stromversorgungssicherheit** genannt. Diese ist angesichts der absehbar wegfallenden Produktionskapazität aus inländischen Kernenergiekraftwerken mehr in Frage gestellt, als vor der Inkraftsetzung der Energiestrategie.

Als weitere Ziele sollen die **Effizienz des Marktes verbessert** sowie die Energiestrategie marktseitig unterstützt werden. Die Veränderungen im Strommarktdesign sollen mit den schweizerischen Klimazielen und einem EU-Stromabkommen kompatibel sein und zudem möglichst geringe gesamtwirtschaftliche Kosten verursachen.

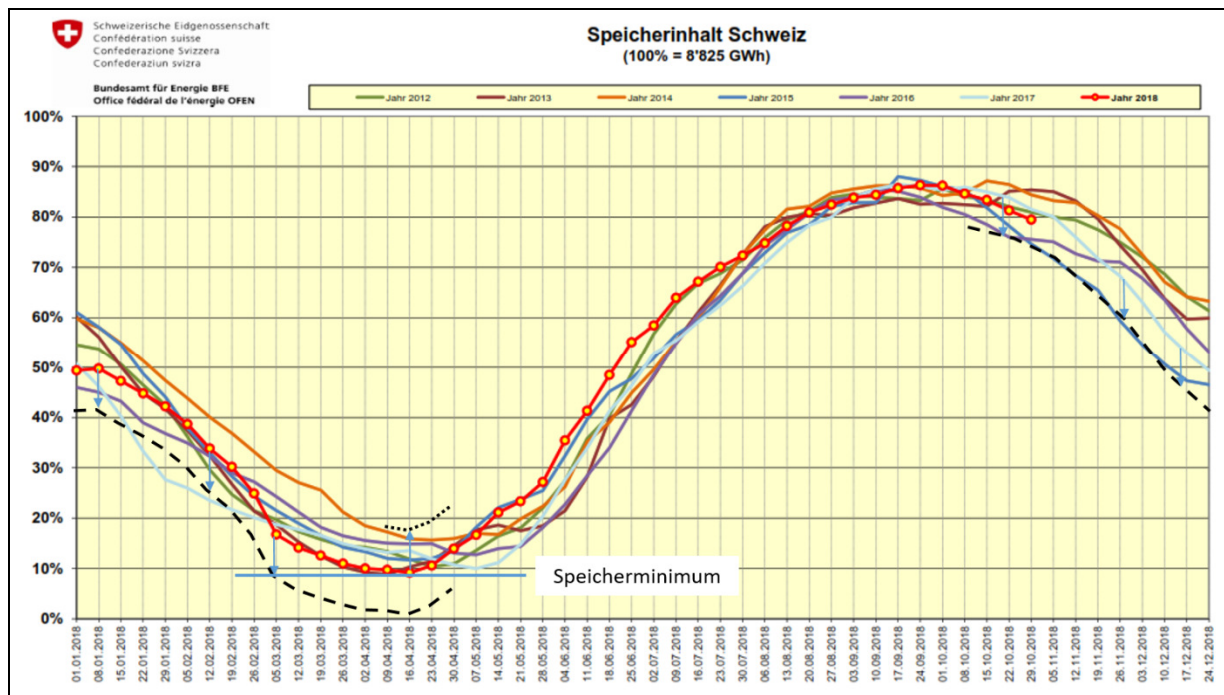
### **Energy-Only-Markt**

Wie bereits am Round Table des BFE vom 9. März 2018 dargelegt, **befürwortet die IGEB den Energy-Only-Markt (EOM)**. Der Energy Only Markt ist geeignet, die Schweiz sicher mit Strom zu versorgen, steht aber noch am Anfang der Entwicklung. Verbesserungen am Marktdesign sind möglich. Es gibt viel unausgeschöpftes Verbesserungspotenzial, das mit moderner Informations- und Kommunikationstechnologie erschlossen werden kann. Dies betrifft die Preissignale für Ausgleichsenergie, die in Echtzeit oder zumindest viel zeitnäher als heute bei den Bilanzgruppen ankommen müssen. Am Spotmarkt sollen kurzfristige Anpassungen an den Bedarf gemacht werden können. Die Liquidität von Kurzfristprodukten wird durch den reibungslosen Zugang zum Strommarkt der EU verbessert. **Dazu braucht es ein Stromabkommen.**

### **Strategische Reserve**

Eine bessere Anbindung an den europäischen Strombinnenmarkt ist die wichtigste Massnahme für die Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit. Die nun vorgeschlagene **strategische Reserve** halten wir für einen **unnötigen Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit der Produzenten, weil sie de facto die verfügbare Energie in den Speichern der normalen Bewirtschaftung am Markt entzieht**. Nachfolgende Grafik verdeutlicht dies anhand des Speicherverlaufs der Stauseen.

Dargestellt ist die Annahme, dass im Oktober 2017 für den Winter 2017/18 eine strategische Reserve für 4 Winter-Tagesverbräuche kontrahiert wird. Das entspricht 720 GWh. Die frei verfügbare Energie gemäss Füllstandkurve würde dadurch um acht Prozent tiefer auf die schwarz gestrichelte Linie abgesenkt (blaue Pfeile). Anfangs 2018 verläuft die Kurve ebenfalls entsprechend tiefer, bis Ende Februar das technisch mögliche Speicherminimum erreicht wird. Spätestens dann – rund 5 Wochen früher als ohne strategische Reserve – ist das Potential der Speicherseen erschöpft. Entweder wird jetzt die zurückbehaltene Reserve freigegeben oder die fehlende Energie muss spätestens dann anderweitig beschafft d.h. importiert oder gespart werden. Falls die nicht verfügbare reservierte Energie mit Importen kompensiert wird, wird spätestens bei einsetzender Schneeschmelze die Energie aus der strategischen Reserve freigegeben. Die Füllstandkurve springt dann im April auf die schwarz punktierte Linie, dies ist die zuvor abgezogene und mittlerweile importierte Energiemenge der strategischen Reserve.



Je grösser die strategische Reserve ist, desto mehr Energie wird dem Markt entzogen. Entsprechend früher tritt eine Mangellage ein bzw. man müsste im Herbst und anfangs Winter im Umfang der Reserve bereits Ersatzstrom importieren. Falls die Reserve im Frühjahr dann nicht gebraucht wird, kommt sie zu einem Zeitpunkt auf den Markt, wenn die Spotpreise aufgrund des Angebots bereits tief sind. Durch die strategische Reserve wird **wertvolle Winterenergie in billigere Frühjahrsenergie verwandelt**. Wegen dem geringeren Angebot im Winter werden auch die Preise am Spotmarkt und für Regenergie teurer. Bei der Regenergie geht es nicht nur um Leistungsvorhaltung wie in den Erläuterungen suggeriert, denn bei Abruf muss geliefert werden, was nicht aus der Reserve geschehen darf. Eine strategische Reserve mittels Eingriff in die Bewirtschaftung der Speicherseen verursacht nur Kosten, die mit einer neuen Abgabe auf dem Übertragungsnetz zu Lasten der Endverbraucher gedeckt werden, und verursacht weiter eine suboptimale Speichernutzung. Vorteile sind keine auszumachen, auch nicht in Bezug auf das erklärte Leitziel der Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit. Als Ersatz für die aufgrund der Energiestrategie des Bundesrates wegfallende inländische Stromproduktionskapazität ist die Speicherreserve nicht geeignet. Mit Art. 9 StromVG besteht ausserdem bereits eine ausreichende Grundlage für Massnahmen bei Gefährdung der Stromversorgung.

Statt einer strategischen Reserve sollen bereits bestehende Möglichkeiten und Mechanismen im Spotmarkt und bei der Ausgleichsenergie besser genutzt werden, um bei Knappheitssituationen die richtigen Preissignale an die Akteure zu schicken. Swissgrid hat es bereits heute in der Hand, mit grösserem zeitlichem Vorlauf, Regenergie für die kritischen Monate anfangs Jahr zu sichern und bei der Ausgleichsenergie Anreize für bessere Fahrplanteue zu setzen.

### Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft

Nach dem Wegfall der inländischen Kernkraft wird die Schweizer Wasserkraft noch deutlicher als bislang zum wichtigsten Stromproduzenten im Land. Damit sie diese Rolle auch in Zukunft ausfüllen kann, müssen die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass in den **Erhalt und einen massvollen Ausbau** investiert wird. Gegenwärtig ist dies nicht mehr der Fall, weil auf der Kostenseite die Wasserzinsen in keinem vernünftigen Verhältnis zum Ertrag stehen, der mit der Wasserkraft erzielt werden kann. Den Konzessionären ist es kaum mehr möglich, eine Rendite zu erzielen, während die meisten konze-

dierenden Gemeinwesen auf der gesetzlich fixierten Maximalabgabe bestehen und damit das Äquivalenzprinzip verletzen. Trotzdem hat das Parlament eine Anpassung der Wasserzinsen an die wirtschaftlichen Gegebenheiten abgelehnt und will, dass die Frage zusammen mit der Revision StromVG gelöst wird. Mit der jetzigen Vorlage müssten also gleichzeitig im Wasserrechtsgesetz (WRG) die Bestimmungen zum Wasserzins geändert werden.

### **Vollständige Marktöffnung**

Die vollständige Marktöffnung gilt als eine Voraussetzung für ein EU-Stromabkommen. In der Schweiz behindert die Teilmarktöffnung den notwendigen Strukturwandel in der Branche und blockiert innovative Marktangebote, mit denen die Energiestrategie 2050 vorwärtsgebracht werden könnte. **Die vollständige Marktöffnung ist längst überfällig!**

### **Grundversorgung**

Elegant und hoffentlich ein Durchbruch im Zwist betreffend Wälzung der Gestehungskosten auf die Verbraucher ist der Vorschlag, in der **Grundversorgung Strom aus einheimischen erneuerbaren Quellen zu bevorzugen**. So können kleine Endverbraucher auf einfache Art die Energiestrategie unterstützen, indem sie in der Grundversorgung verbleiben. Allerdings ist es falsch, in einem liberalisierten Strommarkt Netzbetrieb und Stromlieferung beieinander zu halten. Netzbetreiber sollten keine Energielieferanten mehr sein (vollständige Entflechtung). Der grössere Teil des Stromverbrauchs wird bereits am Markt beschafft. Für den Teil, der weiterhin in der Grundversorgung geliefert wird, ist es am effizientesten, wenn er aus einer einzigen Bilanzgruppe geliefert werden kann. Dem Betreiber der BG können dann Vorgaben gemacht werden, wie er die einheimischen erneuerbaren Energien zu berücksichtigen hat und Produzenten können ihre Energie der BG Grundversorgung anbieten. Die Preisfindung am Vergleichsmarkt erübrigt sich damit.

### **Netzregulierung**

Die **stärkere Gewichtung des Leistungsbezugs bei den Netztarifen ist sachgerecht**.

Nach eingehender Prüfung sind wir beim Vorschlag für das Betragsnettoprinzip für die Wälzung der Arbeitskomponente im Netztarif zum Schluss gekommen, dass das Betragsnettoprinzip teilweise zu massiven Kostensteigerungen bei den Netzentgelten führen wird. Insbesondere wenn in einem kleinen Netzgebiet ein Wasserkraftwerk bzw. viel PV einspeisen. Dann wird ein Grossteil der Produktion zurückgespeist. Da die Produktion aber von der Bezahlung des Netzentgeltes befreit ist, müssten die Endverbraucher ein signifikant höheres Netzentgelt bezahlen.

Um das Bruttoprinzip wurde seinerzeit im Parlament hart gerungen – es ist ein Kompromiss. Weil das Übertragungsnetz auch bei viel dezentraler Produktion der Versorgungssicherheit dient, ist es gerechtfertigt, dass die unteren Netzebenen gemäss Bruttoprinzip einen Beitrag leisten.

**Bei der Verwertung von Flexibilitäten sehen wir noch ungelöste Zielkonflikte** zwischen Interessen der Verteilnetzbetreiber und weiteren Akteuren, die Flexibilität vermarkten wollen. Klar ist, dass die Kosten für Regelenergie – das ist Nutzung netzdienlicher Flexibilität für das Übertragungsnetz – über die Systemdienstleistungen abgegolten werden. Der Markt für Regelenergie funktioniert, was u.a. darin zum Ausdruck kommt, dass die Preise für Regelenergie dank dem wettbewerblichen Umfeld gesunken sind. Falls mit dem neuen Art. 15 Abs. 2 Bst. d. die Anrechenbarkeit für «die Kosten für die Nutzung von Flexibilität» in den Verteilnetzen gemeint ist, sind wir der Meinung, dass dies in die falsche Richtung geht bzw. dass damit für Verteilnetzbetreiber eine neue Möglichkeit geschaffen wird, anrechen-

bare Kosten zu generieren. Verteilnetzbetreiber nutzen seit langem mit den Rundsteuerungen die Flexibilität bestimmter stromverbrauchender Geräte. Dass die relativ starren Rundsteuerungen in einem Umfeld mit vermehrt dezentraler Einspeisung wahrscheinlich nicht mehr ganz zeitgemäss sind, um angebots- und verbrauchsgerecht zu steuern, liegt auf der Hand. Die smarten Technologien ermöglichen zunehmend flexiblere Ansteuerungen von Verbrauchsgruppen. Es ist den Verteilnetzbetreibern überlassen, sich diese Flexibilität über differenzierte Tarife zu erschliessen. Dabei fallen keine Kosten an, die über das hinausgehen, was zum normalen Netzbetrieb gehört. Es fällt ein Nutzen an, in Form von besseren Steuerungsmöglichkeiten.

Falls hier eine andere Art der Nutzung von Flexibilitäten durch Verteilnetzbetreiber gemeint ist, etwa in Form von Kontrahierung von Flexibilität gegen Entgelt, müsste das spezifiziert werden. Aufgrund der Anrechenbarkeit der Kosten bei den Verteilnetzbetreibern würden damit alle Drittanbieter (z.B. Regelenenergiepools) aus dem Markt gedrängt, weil letztere immer von den Verteilnetzbetreibern überboten werden können.

Wahrscheinlich braucht es Praxiserfahrung und ein iteratives Vorgehen bei der Regulierung. **Richtig ist, dass die Inhaber der Flexibilität entscheiden können, ob und wo sie diese zur Verfügung stellen wollen.**

### **Liberalisierung Messwesen**

Nach wie vor eine unvollendete Baustelle ist das Messwesen. **Eine Teilliberalisierung schafft neue Abgrenzungskonflikte und verhindert wie zuvor beim Netzzugang durchgängige effiziente Lösungen.** Unter den Mitgliedern der IGEB gibt es Unternehmen mit vielen hundert Messstellen. Die vorgeschlagene vollständige Marktöffnung führt dazu, dass jetzt zwar auch für die kleineren Verbrauchsstätten der Strom am Markt beschafft werden kann. Für die Messung der kleineren Verbraucher kann aber nicht derselbe Messdienstleister beauftragt werden, der die grossen Verbrauchsstätten misst, sondern es muss wieder mit grossem Aufwand mit jedem EVU eine Lösung gefunden werden. Ein Aufwand, der sich kaum lohnen wird und deshalb bei Multisitekunden den Markteintritt von kleinen Verbrauchsstätten behindert.

Die Forderung der IGEB nach der Liberalisierung des Messwesens hat zwei Gründe:

1. Netzbetreiber verlangen teilweise deutlich zu hohe Tarife für die Verbrauchsmessungen.
2. Die Qualität der Messungen ist teilweise mangelhaft und muss mit grossem Aufwand von Hand korrigiert werden bzw. die Daten fehlen schlicht weg oder kommen zu spät für die Erstellung von Kurzfristprognosen. Für die Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen ist das kostenrelevant.

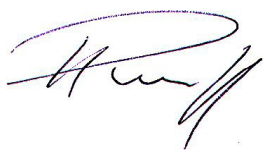
Eine Auswertung der mangelhaften Datenlieferung zeigt, dass nicht in erster Linie EVU dafür verantwortlich sind, sondern ziemlich oft von diesen beauftragte Dienstleister. Es ist deshalb nicht sicher, ob die Teilliberalisierung beim Messwesen tatsächlich die erhoffte Verbesserung bei den Messdaten bringen wird. Da die EVU sich zudem mit viel Kraft gegen die Liberalisierung des Messwesens stemmen, **sollten unabhängig von der Liberalisierung des Messwesens Massnahmen implementiert werden, mit denen die Datenqualität und deren Verfügbarkeit verbessert werden können.** Es sind verschiedene technische Lösungen denkbar, wichtig sind hier Durchgängigkeit des Systems und Datenschutz.

Wir verweisen diesbezüglich auf die Ausführungen zu einem möglichen **Datahub** in den Erläuterungen auf Seite 40f. Wir würden es begrüssen, wenn **sämtliche Stamm- und Messdaten berechtigten Akteuren zeitnah und zuverlässig auf einem Datahub zur Verfügung gestellt werden müssen** und dieser

Sachverhalt explizit auf Gesetzesstufe vorgeschrieben wird. **Gemäss einem kürzlich vom BFE publizierten Bericht wäre ein solcher Datahub die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung für alle Beteiligten.**

Die IGEB bedankt sich für die Berücksichtigung ihrer Anliegen und ist bereit, bei der Erarbeitung der Lösungsvorschläge, ihren Beitrag zu leisten.

Freundliche Grüsse



Frank R. Ruepp  
Präsident



Valentina Cefalà  
Assistenz

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

per E-Mail: stromvg@bfe.admin.ch

Liestal, 31. Januar 2019

## **Revision des Stromversorgungsgesetzes**

### **Stellungnahme zur Vernehmlassung durch die EBL (Genossenschaft Elektra Baselland)**

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Bundesrat hat an seiner Sitzung vom 17. Oktober 2018 die Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) in die Vernehmlassung gegeben. Gerne lassen wir Ihnen nachfolgend die Anmerkungen und Anträge der EBL (Genossenschaft Elektra Baselland) zu den aus unserer Sicht relevanten Punkten des Gesetzesentwurfs zukommen (die Artikel in den Titeln beziehen sich jeweils auf den Vorentwurf zum StromVG).

#### **1. Explizite Zuständigkeit des Netzbetreibers für die Grundversorgung (Art. 5 Abs. 2)**

Mit der vorgeschlagenen Lösung wird explizit festgehalten, dass der Verteilnetzbetreiber (VNB) die Rolle des Lieferanten in der Grundversorgung übernimmt. Das angestrebte Unbundling führt dazu, dass der VNB, schliesst er keine Beschaffungsdienstleistung mit dem Vertrieb resp. mit Dritten ab, folglich auch Eigentümer der betriebseigenen Produktionsanlagen wird und ein eigenes Beschaffungsportfolio betreibt. Wir empfehlen, die Rollen des Lieferanten inkl. Grundversorgung und des Netzbetreibers zu trennen, womit sich viele Abgrenzungs- und Unbundlingsfragen erübrigen.

Wir schlagen vor, das deutsche Modell, in welchem der Lieferant mit den meisten Kunden in einer Gemeinde für die Grundversorgung zuständig ist, zu prüfen.

#### **2. Ausgestaltung der Grundversorgung (Art. 6)**

Wir begrüssen eine vollständige Strommarktöffnung. Dabei ist der Fokus auf die Schaffung eines funktionsfähigen Marktes zu richten. Das vorgeschlagene Modell mit der Möglichkeit des Wechsels von Kunden zurück in die Grundversorgung sowie die Ex-Post-Preisregulierung behindert die Marktkräfte aus folgenden Gründen:

- Die Möglichkeit der Rückkehr in die Grundversorgung führt für den VNB als Grundversorgungslieferanten zu einem Mengenrisiko und durch die Ex-Post-Preisregulierung auch zu einem Preisrisiko zugunsten der Wechselkunden und benachteiligt den Grundversorgungslieferanten (nach vorgesehendem Modell den VNB) sowie die Kunden, die in der Grundversorgung verbleiben.
- Abgrenzungsfragen mit aufwändiger Einzelfallprüfung beim Wechsel zurück in die Grundversorgung, wie bei der heute geltenden Grenze von 100 MWh p.a. für den Marktzutritt, bleiben bestehen und werden durch die hohe Anzahl möglicher Marktkunden in der Praxis Zusatzaufwand generieren. Sei dies bei der Definition der Verbrauchsstätte bei mehreren Messpunkten als auch beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (Mitglieder), räumlicher Ausdehnung, relevanter Zeitperioden, etc.
- Die anfallenden Kosten der Rückwechsel werden in der Grundversorgung respektive auch über anrechenbare Netzkosten beim VNB solidarisiert und treiben die Kosten des Gesamtsystems in die Höhe.

Elektra Baselland (EBL)

Mühlemattstrasse 6 • 4410 Liestal • T 061 926 11 11 • F 061 926 11 22 • [info@ebl.ch](mailto:info@ebl.ch) • [www.ebl.ch](http://www.ebl.ch)

- Mit der Ex-Post-Preisregulierung, jedoch ohne den Gestehungskostenmechanismus und dem Ausgleich mittels Deckungsdifferenzen, ist der Grundversorgungslieferant dem Risiko einer nachträglichen Preissenkung ausgesetzt. Gepaart mit der heute oft üblichen Beschaffung mittels Langfristverträgen, welche wiederum für Investitionen in den Produktionspark unerlässlich sind, kann ein erhebliches Preisrisiko entstehen. Diese Risiken werden entsprechend eingepreist und allenfalls Risikorückstellungen gebildet, was wiederum zu einer Marktverzerrung führt.
- Offen bleibt, was mit den durch eine Ex-Post-Preissenkung zu viel eingenommenen Erlösen aus den Vorperioden geschieht. Sollen diese auf Endkundenebene zurückvergütet werden, führt dies in der Praxis zu einem riesigen administrativen Aufwand (inkl. Berücksichtigung Kundenmutationen).

Um die Regulierungsdichte möglichst gering und den Wettbewerb im Strommarkt möglich hoch zu halten, beantragen wir den Verzicht auf die Option des Wechsels zurück in die Grundversorgung sowie auf die Ex-Post-Preisregulierung. Der Marktpreisdruck würde den Grundversorgungslieferanten, wie im unter Ziff. 1 vorgeschlagenen Marktmodell, hindern, die Preise zu hoch anzusetzen, da er ansonsten durch den Kundenverlust in der Aufgabe des Grundversorgungslieferanten abgelöst wird.

### **3. Qualitätsvorgaben Standardprodukt Grundversorgung (Art. 6)**

Wir lehnen einen Eingriff in die Freiheit der Produktgestaltung ab. Die Förderung von erneuerbaren Energien sollte von sämtlichen Kunden getragen werden und kann über andere Massnahmen wie Investitionsanreize oder Einspeisevergütungen effektiver gesteuert und umgesetzt werden.

### **4. Offenlegung von Herkunft der Elektrizität sowie Vertragsbedingungen (Art. 12 Abs. 2)**

Wir sehen die Delegationsnorm an den Bundesrat betreffend der Offenlegung von Vertragsbedingungen kritisch und möchten auch an dieser Stelle darauf plädieren, den Strommarkt so auszugestalten, dass der Wettbewerb möglichst ohne Regulierungseingriffe funktioniert.

### **5. Netznutzungstarifgestaltung (Art. 14)**

Wir begrüssen die Flexibilisierung der Netztarifgestaltung auf 50% nichtdegressiver Arbeitsanteil. Somit geht die Kostentragung in Richtung Verursachergerechtigkeit. Der weiterhin bestehenden Solidarisierung der Kosten im Zusammenhang mit Eigenverbrauch ist in der aktuellen Thematik der Schaffung von Parallelnetzen und einhergehendem „Cherry Picking“ jedoch spezielles Augenmerk zu schenken, um eine Überbevorzugung auf Kosten der Netzbetreiber mit Anschlusspflicht und deren Kunden in Zukunft zu verhindern.

### **6. Freie Wahl Messstellenbetreiber bei grossen Endverbrauchern (Art. 17a Abs. 2)**

Der Smartmeterrollout ist gemäss geltender Rechtslage vorgeschrieben und die Messkosten werden als anrechenbare Netzkosten solidarisiert. Auch dürfen die Kosten für die Zählerfernauslesung und Datenverarbeitung seit dem 1. Januar 2018 nicht mehr individuell in Rechnung gestellt werden. Die Höhe des Messentgelts wird durch die ECom überprüft. Aufgrund des Skalierungseffektes werden die Messkosten für eine Lastgangmessung mit dem Smartmeterrollout pro Messpunkt erheblich sinken. Bis das neue StromVG in Kraft treten wird, hat sich unserer Ansicht nach eine Teilliberalisierung des Messwesens mit all seinen Abgrenzungsfragen erübrigt.

Der vorgesehene Markt ist zu klein. Dass ein Messdienstleister mit vereinzelt Messpunkten in einem Versorgungsgebiet massgeblich günstiger als der angestammte VNB anbieten kann, ist zu bezweifeln. Stattdessen dürfte die Integration von Drittanbietern in das Messsystem und die Anforderungen an die Schnittstellen bezüglich Datenqualität sowie Datensicherheit beim VNB insgesamt zu Mehrkosten führen. Auch stellen sich rechtliche Fragen betreffend Verantwortung bei Folgen von mangelnder Datenqualität und Nichteinhaltung der Vorschriften sowie daraus resultierenden Folgekosten (z.B. Ausgleichsenergie).

Wir beantragen deshalb von einer Teilliberalisierung im Messwesen abzusehen und das bestehende Regulierungsregime beizubehalten.

#### **7. Nutzung der Flexibilität durch den VNB (Art. 17b<sup>bis</sup>)**

Wir können das Bedürfnis der Vergütung der Zurverfügungstellung und Nutzung der Flexibilität an die Kunden nachvollziehen. Wir sind gespannt, wie eine solche Bepreisung praktisch umgesetzt werden kann, nach welchen Vorgaben wir handeln sollen und wie gross dieses Potential effektiv ausfallen wird. Insbesondere stellen sich für uns als VNB Fragen bezüglich Kurzfrist- und Langfristnetzausbau und den vorhandenen Flexibilitätsoptionen.

Im Gesetzesvorschlag ist der Endverbraucher als Inhaber der Flexibilität vorgesehen. In der Praxis dürfte, insbesondere bei baulichen Massnahmen, auch der Eigentümer (Netzanschlussnehmer) als Vertragspartner in Frage kommen.

Was grundsätzlich in der Diskussion um die Flexibilität u.E. zu kurz kommt, ist das Thema Lokalität und die Rolle des VNB. Mittels netzübergreifendem Pooling von Flexibilität und deren Nutzung durch vom jeweiligen VNB unabhängigen Dritten, steigt die Gefahr von unerwünschten, unvorhergesehenen Eingriffen in den Netzbetrieb. Die dazu notwendigen Prozesse und die rechtlichen Folgen von lokalen Netzausfällen sowie die Kostentragung durch den Verursacher bei notwendigen Ausgleichsmassnahmen, sind zu definieren.

#### **8. Verankerung der Sunshineregulierung (Art. 22a)**

Wir stimmen der festgehaltenen Sunshineregulierung durch die ElCom zu und sind überzeugt, dass diese einer Anreizregulierung vorzuziehen ist. Die Erkenntnisse aus Deutschland zeigen, dass mit der Einführung der Anreizregulierung der Regulierungsaufwand auf Behörden- wie auch auf VNB Seite massiv gestiegen ist.

#### **9. Datenaustausch zwischen ElCom und BFE (Art. 27 Abs. 3)**

Wir sehen die Datenweitergabe zwischen den Behörden kritisch, da diese verschiedene Rollen einnehmen und damit einhergehend unterschiedliche Daten erfassen und bearbeiten sollen. Mit der vorgeschlagenen Formulierung wird die Datenerhebungskompetenz um die der anderen Behörde erweitert.

Aus diesem Grund beantragen wir die Streichung dieses Absatzes.

#### **10. Marktkommunikation**

Aus unserer 10 jährigen Erfahrung als Lieferant im deutschen Haushaltskundenmarkt für Strom empfehlen wir mit Nachdruck, die Marktkommunikation und Marktprozesse (die Kommunikation und Prozesse zwischen Lieferanten und Netzbetreibern) durch den Bund vorzugeben. Zudem sollte ebenfalls durch den Bund die Schaffung eines diskriminierungsfreien Datahub für die Abwicklung dieser Kommunikation initiiert werden.

Für uns ist ein funktionierender Strommarkt mit klaren, beständigen regulatorischen Rahmenbedingungen von zentraler Bedeutung. Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme. Für allfällige Rückfragen oder zur Diskussion stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

EBL (Genossenschaft Elektra Baselland)

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'T. Andrist'.

Tobias Andrist  
Mitglied der Geschäftsleitung  
CEO

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'B. Bäckert'.

Norbert Bäckert  
Mitglied der Geschäftsleitung  
Leiter Netze

Elektra Baselland (EBL)

Mühlemattstrasse 6 • 4410 Liestal • T 061 926 11 11 • F 061 926 11 22 • [info@ebl.ch](mailto:info@ebl.ch) • [www.ebl.ch](http://www.ebl.ch)

# Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG)

## Stellungnahme der tiko Energy Solutions AG

31 Januar 2019

tiko Energy Solutions AG  
Solothurnerstrasse 19  
CH-4600 Olten  
Schweiz

Kátrín Schweren  
E-Mail [katrin.schweren@tiko.energy](mailto:katrin.schweren@tiko.energy)  
Mobile +41 79 237 46 30

**tiko**

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

---

[stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)

31. Januar 2019

Kontaktperson: [katrin.schweren@tiko.energy](mailto:katrin.schweren@tiko.energy), Tel. +41 79 237 46 30

**Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) – Stellungnahme  
der tiko Energy Solutions AG**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Teilnahme an der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG).

tiko Energy Solutions ist ein Joint Venture zwischen Swisscom (Schweiz) AG und Repower AG, das 2012 gegründet wurde. tiko Energy Solutions ist der einzige Aggregator in der Schweiz, der Haushaltskunden zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeführt hat, seit 2014 kontinuierlich im Winter am Regelenenergiemarkt teilnimmt und Sekundärregelleistung bereitstellt. Seit 2016 erbringt tiko Energy Solutions ebenfalls Primärregelleistung. tiko Energy Solutions ist mit seinem Regelenenergiepool ein Systemdienstleister, der auf Demand-Side-Management beruht. Momentan sind im tiko-Pool rund 6500 Haushalte angeschlossen. Dies entspricht rund 10'000 Anlagen. Das Potential in der Schweiz liegt bei 100'000 elektrischen Heizungen und 200'000 Wärmepumpen<sup>1</sup>. Somit hat Demand-Side-Management das Potential, Erneuerbare ins Netz zu integrieren.

**tiko Energy Solutions begrüsst, dass der bundesrätliche Entwurf zur Revision des Stromversorgungsgesetzes das Thema «Flexibilität» aufnimmt. tiko Energy Solutions ruft den Bundesrat auf, den Gedanken der Stärkung des Endkunden als Anbieter von Flexibilität und als**

---

<sup>1</sup> [https://www.pxweb.bfs.admin.ch/pxweb/de/px-x-0902010000\\_102/px-x-0902010000\\_102/px-x-0902010000\\_102.px/table/tableViewLayout2/?rxid=630da2a4-3522-488f-bc5d-da4976b03acb](https://www.pxweb.bfs.admin.ch/pxweb/de/px-x-0902010000_102/px-x-0902010000_102/px-x-0902010000_102.px/table/tableViewLayout2/?rxid=630da2a4-3522-488f-bc5d-da4976b03acb)



**Betreiber zugunsten der Energiestrategie 2050 zu Ende zu denken und die Bestrebungen zur Liberalisierung des Messwesens auch dem Haushaltskunden zugutekommen zu lassen.**

---

## Allgemeine Bemerkungen

Eine vollständige Strommarktöffnung ist aus Sicht von tiko Energy Solutions ein Schritt in die richtige Richtung. Beginnt ein Werben um den Endkunden, so werden innovative Geschäftsmodelle für die schweizerischen EVUs interessant, das Potential des Demand-Side-Managements wird ausgeschöpft und die Versorgungssicherheit mit wenigen Mitteln gewährleistet. Um innovative Geschäftsmodelle im Sinne der Energiestrategie 2050 zu stärken, ist jedoch nicht nur die Liberalisierung der Energielieferung (mit den richtigen Rahmenbedingungen wie einer detailliert geregelten Entflechtung), sondern auch die volle Liberalisierung des Messwesens für den Haushalts-Endkunden / Prosumer essenziell.

Die Energiewende kann nur in einem vollständig liberalisierten Markt der Energielieferung und des Messwesens erreicht werden.

### 1. Nutzung der Flexibilität

**tiko Energy Solutions begrüsst die Vorschläge über die Nutzung der Flexibilität und empfiehlt sie zu präzisieren.**

Grundsätzlich gehört die Flexibilität dem Endkunden. Somit teilen wir die Auffassung der Vernehmlassenden, dass der Inhaber der Flexibilität entscheiden kann, ob und wo er seine Flexibilität zur Verfügung stellen will. Mit gezielter zeitlicher Beeinflussung auch vom Verbrauch kann der Netzausbau reduziert werden und somit ein Beitrag an die Sicherung der Systemstabilität geleistet werden.

**Damit die Flexibilität vollkommen ausgeschöpft wird, ist es wichtig, dass der Anbieter der Flexibilität (Endkunde) diese in entflochtenen Märkten anbieten kann.** Damit das Potential der Haushalte in Bezug auf die Vermarktung der Flexibilität volkswirtschaftlich sinnvoll ausgeschöpft wird, ist darauf zu achten, dass es nicht zu einem Monopson im Flexibilitätsmarkt kommt, d.h. zu einer Situation in der viele Haushaltsendkunden / Flexibilitätsanbieter nur einem einzigen Nachfrager, dem Monopsonisten, gegenüberstehen.

### 2. Messwesen

**tiko Energy Solutions begrüsst die Absicht, das Messwesen zu liberalisieren und fordert den Bundesrat auf, dem Parlament vorzuschlagen, auch den Haushalt-Prosumern eine Wahlmöglichkeit in Bezug auf das Messwesen zu geben.** Wir sind der Meinung, dass die Einführung eines Wettbewerbs im Messwesen zu Kostenreduktionen und Qualitätssteigerungen bei der Messdienstleistung führen wird. Die geplante Teilliberalisierung im Messwesen wird die Kosteneffizienz in diesem Bereich erhöhen. Von diesem Effekt sollte der Haushalt-Prosumer jedoch nicht ausgeschlossen sein. Deshalb

**befürwortet tiko Energy Solutions anstelle einer Teilliberalisierung eine vollständige Marktöffnung des Messwesens.** Mit einer halb-herzigen Teilliberalisierung würde das Wettbewerbspotenzial und die entsprechenden Effizienzgewinne nicht genutzt. Es stellt sich die Frage, ob die Ziele der Vorlage ohne vollständige Liberalisierung des Messwesens überhaupt erreicht werden können.

### 3. Speicherreserve

**tiko Energy Solutions befürwortet eine technologie neutrale Ausschreibung der Speicherreserve.** Eine Festlegung auf eine bestimmte Technologie ist im Interesse der Versorgungssicherheit zu vermeiden. Somit ist sicherzustellen, dass nicht nur mittelbar, sondern ~~auch unmittelbar ans Schweizer Netz angeschlossene Speichertechnologien Teil der~~ Speicherreserve sein können. Dies würde die Nichtdiskriminierung in Bezug auf das Demand-Side-Management seitens Swissgrid sicherstellen, entspricht die vorgeschlagene Speicherreserve doch einem zusätzlichen Produkt, wie es Swissgrid im Rahmen der Systemdienstleistungen (SDL) seit Ende 2008 beschafft.

### Detailbemerkungen

Wie bereits im allgemeinen Teil erläutert, begrüsst tiko Energy Solutions die Gesamtvorlage grösstenteils. Im Folgenden sind die **Änderungsvorschläge** von tiko Energy Solutions aufgeführt:

#### Art. 3 Kooperation und Subsidiarität

*1 Der Bund und, im Rahmen ihrer Zuständigkeit, die Kantone arbeiten für den Vollzug dieses Gesetzes mit betroffenen Organisationen, insbesondere solchen der Wirtschaft zusammen.*  
~~2 Vor dem Erlass von Ausführungsvorschriften prüfen sie freiwillige Massnahmen dieser Organisationen. Soweit möglich und notwendig, übernehmen sie deren Vereinbarungen ganz oder teilweise in das Ausführungsrecht.~~

#### Kommentar:

tiko Energy Solutions begrüsst, dass mit der Vorlage der Schweizer Strommarkt vollständig geöffnet werden soll. Die Verzerrungen der Teilmarktöffnung, welche zu erheblichen Ungleichbehandlungen sowohl bei den Endverbrauchern als auch bei den Produzenten geführt haben, werden dadurch korrigiert. In diesem Zusammenhang begrüsst tiko Energy Solutions auch, dass ElCom aufgrund der vorher dargestellten Neuerungen zusätzliche Aufgaben und Zuständigkeiten, z.B. die Missbrauchsaufsicht bei der Ersatzversorgung und bei der Flexibilitätsnutzung erhält.

Somit gleicht sich das Regulierungskonzept in der Tendenz dem der Telekommunikation an.

Getätigte und künftige Investitionen im Elektrizitätssektor – genauso wie im Telekommunikationssektor – brauchen langfristige Planungssicherheit durch einen stabilen und berechenbaren Ordnungsrahmen. Hierdurch wird das regulatorische Risiko für Investoren gemindert. Im Gegenzug erhöht sich die Investitionsbereitschaft und Risikozuschläge werden verringert. Beides kommt nicht nur den Marktakteuren sondern auch und insbesondere der Volkswirtschaft zugute.

Demand-Side-Management muss machbar sein, auch wenn sich die im Vorfeld der Energiestrategie 2050 erstellten Prognosen in Bezug auf die Entwicklung von Erneuerbaren und

der Integration von intelligenten Komponenten ins Netz, nicht realisieren sollten. Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind entsprechend vorzusehen.

Aufgrund seiner Erfahrung aus dem Telekommunikationssektor ist tiko Energy Solutions der Ansicht, dass das Subsidiaritätsprinzip nicht mit dem voll liberalisierten Markt kompatibel ist.

---

Ganz im Gegenteil braucht es in einem voll liberalisierten Markt klare abschliessende Regelungen, die Rechtssicherheit für bestehende und besonders auch neu eintretende Akteure in den Markt bieten.

Das Gesetz und die daraus erwachsenden Verordnungen müssen einen Rahmen geben, in dem Neu-Eintretende gleich lange Spiesse erhalten wie die bestehenden Akteure.

Die Erfahrungen als Neu-Eintretender in den Stromsektor mit dem Subsidiaritätsprinzip zeigen, dass letzteres zugunsten einer Rechtssicherheit schaffenden Rechtsrahmens aufzugeben ist. tiko Energy Solutions stellt als Neu-Eintretender in den Elektrizitätsmarkt fest, dass aufgrund des von der Branche so genannten „Subsidiaritätsprinzip“ (Art. 3 Abs. 2 StromVG), neue Konzepte und Geschäftsmodelle durch die etablierte Branche verhindert werden können. Wenn die Demand-Side-Management als neues Konzept zur Netzstabilität im Rahmen der vermehrten Abstützung auf die erneuerbaren Energien etabliert werden soll, ist es ganz wesentlich, dass die Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management möglichst klar definiert sind.

Als Nichtmitglied des VSE kann ein Neu-Eintretender im Markt sich kaum Gehör verschaffen und es ist nur auf indirektem Weg möglich Selbst-Regulierungsmassnahmen des VSE zu beeinflussen. Die Statuten und die Struktur des VSE verunmöglichen eine gleichberechtigte Mitarbeit von Neu-Eintretenden in den Markt. Auch sind die Prozesse des VSE- und somit die praktische Umsetzung des Subsidiaritätsprinzips -für Neu-Eintretende in den Markt zu langwierig und somit zu aufwändig. Ein Start-up hat in den meisten Fällen nicht die Ressourcen über Monate gehende Konsultationen des VSE zu begleiten.

Aufgrund dieser Erfahrungen schlägt tiko Energy Solutions vor, das Subsidiaritätsprinzip zu streichen.

Konkret heisst das: Um die Integration des Smart Marktes in den Elektrizitätsmarkt zu begünstigen ist Art. 3 Abs. 2 StromVG zu streichen und die Kompetenz des Erlasses von eventuell notwendigen Ausführungsbestimmungen zum Smart Market an eine neutrale Stelle oder der ElCom zu übertragen.

Diese gesetzliche Anpassung wäre ein erster Schritt zu Schaffung positiver Rahmenbedingungen für einen funktionierenden Markt, in dem Smart Player Marktanteile auf der Basis gleich langer Spiesse mit den etablierten Elektrizitätserzeugern erarbeiten können.

## **Art. 4 Begriffe**

### **Art. 4 Abs. 1 Bst. b**

*Endverbraucher: Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken oder das Aufladen eines Speichers;*

---

#### Kommentar:

tiko Energy Solutions möchte hiermit empfehlen, die Ausnahmeregelung auch auf andere Technologien auszuweiten.

## **Art. 6 Grundversorgung**

### **Art. 6 Abs. 2**

Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer sowie ~~überwiegend~~ oder ausschliesslich erneuerbarer Energie beruht.

#### Kommentar:

tiko Energy Solutions ist der Ansicht, dass wenn Vorgaben in Bezug auf die Herkunft der Produktion des Grundversorgungsangebots gemacht werden, diese vollkommen abgestimmt sein sollten auf die Energiestrategie 2050.

### **Art. 6 Abs. 3**

*Die ~~Elektrizitätsstarife~~ Elektrizitätspreise der Grundversorgung müssen für ein Jahr fest ~~und für Endverbraucher mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik einheitlich sein. Sie gelten als angemessen, wenn sie sich im Rahmen der Marktpreise vergleichbarer Elektrizitätsprodukte des betreffenden Jahres (Vergleichsmarktpreise) bewegen.~~*

#### Kommentar:

Da mit der vollständigen Marktöffnung alle Kunden die Möglichkeit erhalten, ihren Anbieter frei zu wählen, ist eine Preisregulierung nicht sinnvoll. Hier soll der Markt spielen. Bei vollständiger Marktöffnung benötigt es keiner Vorgaben für die Bildung von Elektrizitätspreisen. Dies entspricht im Übrigen auch der europäischen Regulierung, die eine Regulierung der Elektrizitätspreise durch den Regulator verneint.

### **Art. 6 Abs. 4**

*Der Bundesrat regelt die Einzelheiten; insbesondere legt er fest:*

*~~a. die Grundsätze für die Ermittlung der Vergleichsmarktpreise;~~*

*b. den Mindestanteil der erneuerbaren Energie am Standardelektrizitätsprodukt.*

Kommentar:

Die Streichung folgt konsequenterweise der Änderung in Absatz 3.

---

**Art. 8a      Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen**

---

**Art. 8a Abs. 2**

*Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt sind insbesondere Speicherkraftwerks- und Speicherbetreiber mit unmittelbar oder mittelbar ans Schweizer Netz angeschlossenen Speichern, bei denen Energie in Elektrizität umgewandelt werden kann. Die teilnehmenden Betreiber werden jährlich mittels Ausschreibung ermittelt.*

Kommentar:

Der erläuternde Bericht zur Vernehmlassungsvorlage besagt «Die Reserve ist grundsätzlich technologieoffen auszugestalten. Alle potenziellen Anbieter von ans Schweizer Stromnetz angeschlossenen Speicherkraftwerken oder Speichern sollen an der Reserve teilnehmen können, sofern sie dafür technisch geeignet sind».<sup>2</sup>

Dies würde bedeuten, dass alle Speichertechnologien in kritischen Versorgungssituationen zum Einsatz kommen, die entweder direkt am Schweizer Netz oder hinter dem Messanschlusspunkt («behind the meter») nur mittelbar am Schweizer Netz angeschlossen sind. tiko Energy Solutions möchte somit eine Präzisierung der Formulierung in Art. 8a Abs. 2 beliebt machen, so dass der Text den politischen Willen in Bezug auf die Technologieoffenheit ausdrückt.

**Art. 8 Abs. 6. Bst. f**

~~*eine allfällige Erweiterung der Berechtigung zur Teilnahme an der Reserve auf Anbieter von Nachfrageflexibilität*~~

Kommentar:

Durch das Demand-Side-Management kann bei Angebotsmangel die Nachfrage reduziert werden und in Momenten des Überangebotes die Nachfrage erhöht werden. Im Haushaltbereich wird für das Demand-Side-Management fast ausschliesslich auf Anlagen zurückgegriffen, die einen elektrischen Speicher beinhalten: elektrische Heizungen, Wärmepumpen, Boiler etc. Somit steht Abs. 6 Bst. f im Widerspruch zu Art. 8a Abs. 2, denn Wärmepumpen und elektrische Heizungen, die von Swissgrid für SDL präqualifiziert sind, beinhalten Speicher. Um den Widerspruch zwischen dem Wunsch nach Technologieneutralität der Speicherreserve und dem Vorschlag zur Einbeziehung der Nachfrageflexibilität aufzulösen, ist tiko Energy Solutions der Ansicht, dass Abs. 6 Bst. f gestrichen werden sollte. Somit wäre die Nachfrageflexibilität von Anfang an gleichberechtigt in die Speicherreserve eingebunden und könnte mitbieten. Da Demand-Side-Management ökologischer als andere Speichertechnologien ist, könnte man sogar die Forderung aufstellen, dass Demand-Side-Management bei der Vergabe als erstes berücksichtigt wird.

---

<sup>2</sup> Seite 30 des erläuternden Berichts

## Art. 10 Entflechtung

### Art. 10 Abs. 1

---

*1 Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben die buchhalterische, organisatorische und informationelle Unabhängigkeit des Netzbetriebs sicherzustellen. Quersubventionierungen zwischen dem Netzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen sind untersagt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.*

#### Kommentar:

In liberalisierten Netzwirtschaften ist die Entflechtung eine wichtige Voraussetzung für die Ermittlung angemessener Entgelte und das Aufspüren versteckter Diskriminierungen zu Lasten (potenzieller) Wettbewerber. Entflechtungsvorgaben stellen somit ein Regulierungsinstrument dar, das die Regelungen zur Zugangs- und Entgeltregulierung unterstützt und ergänzt.

Im Konkreten sind folgende Formen möglich:

- rechtliche Entflechtung
- organisatorische Entflechtung
- informationelle Entflechtung
- gesellschaftsrechtliche Entflechtung

Da die gesellschaftsrechtliche Entflechtung einen zu einschneidenden Eingriff in die Gesellschaftsrechte eines EVUs darstellen würde, sollte zumindest die organisatorische und informationelle Unabhängigkeit sichergestellt werden.

Im Telekommunikationsbereich ist die Regulierung des Netzzugangs der Mitbewerber stärker ausgestaltet und der Dienstewettbewerb weiterentwickelt als im Energienetzbereich. Im Energiebereich eröffnet sich bereits durch den Eintritt von Prosumern in den Markt ein Wettbewerb zu den bestehenden Energienetzunternehmen. Die vorliegende StromVG hat darauf verzichtet, analog zur Telekommunikationsregulierung, den Netzzugang zu regeln. Somit fehlt dort ein wichtiges Regulierungsinstrument, um den Infrastrukturwettbewerb sicherzustellen. Umso wichtiger ist es deshalb das zweite Regulierungsinstrument, das der Entflechtung, genau zu definieren. Die hier vorgeschlagene gesetzliche Regelung sollte eine hinreichende Basis darstellen für eine genauere Definition auf Verordnungsebene.

Ohne die beiden Instrumente

- Netzzugang
- Entflechtung

besteht die Gefahr, dass die vollständige Liberalisierung zu einem zahnlosen Tiger wird.

## **Art. 10 Abs. 2**

*2 Wirtschaftlich sensible Informationen, die aus dem Betrieb der Elektrizitätsnetze gewonnen werden, müssen von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen unter Vorbehalt der gesetzlichen Offenlegungspflichten vertraulich behandelt werden und dürfen nicht für andere Tätigkeitsbereiche genutzt werden. Informationen zum Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern und Erzeugern, Steuer- und Regeldaten sowie Informationen aufgrund der Anwendung von Art. 17b Abs 2 Bst. a-c gelten als wirtschaftlich sensible Informationen, die vertraulich gehalten werden müssen.*

---

### Kommentar:

Es stellt sich heute die Frage, wie der Tatbestand zustande kommt, dass bei einigen EVU sowohl der Netznutzungsentgelt wie auch der Energiepreis durch die Rundsteuerung betroffen sind und somit scheinbar der Elektrizitätslieferant Kenntnis vom Potenzial der Flexibilität der Verbraucher durch den Verteilernetzbetreiber erhalten hat.

Art. 10 Abs. 2 StromVG besagt, dass wirtschaftlich sensible Informationen, die aus dem Betrieb der Elektrizitätsnetze gewonnen werden, von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen vertraulich behandelt werden müssen und nicht anderen Tätigkeitsbereichen zugeführt werden dürfen. Es ist wichtig, dass die Informationen in Bezug auf die Rundsteuerung oder in Bezug auf die Anwendung von Art. 17b Abs. 2 Bst. a-c nicht vom Netz/Verteilnetzbetreiber zur Energiedienstleistungsabteilung/zum Energielieferanten gelangt. Dies würde dem Energielieferanten einen Wettbewerbsvorteil gegenüber einem Aggregator geben. Dies gilt für die heutige Form des Aggregators in der Schweiz und umso mehr für die künftige Ausgestaltung des Aggregators. Denn in einem vollständig liberalisierten Markt wird es zu Geschäftsmodellen kommen, bei welchen EVUs Flexibilität in einer fremden Bilanzgruppe akquirieren, aggregieren und nutzen werden. Dies ist bereits heute in Deutschland der Fall. Somit ist es wichtig, das Unbundling entsprechend rechtlich zu verankern.

## **Art. 12 Abs. 1 Bst. c**

*1 Die Netzbetreiber stellen die für die Netznutzung nötigen Informationen leicht zugänglich bereit und veröffentlichen: ....*

*c. die Messstarife (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb);*

### Kommentar:

Wir empfehlen die Präzisierung von Art. 12 Abs. 1 Bst. c aus Konsistenzgründen mit unserer Empfehlung zu Art. 17a Abs. 1.

**Art. 12 Abs. 1 Bst. d<sup>bis</sup> und d<sup>ter</sup>**

*1 Die Netzbetreiber stellen die für die Netznutzung nötigen Informationen leicht zugänglich bereit und veröffentlichen: ....*

*d. die Elektrizitätstarife der Grundversorgung;*

*d<sup>bis</sup>. die Rückliefertarife für eingespeisten Strom;*

*d<sup>ter</sup>. die Tarife für die Nutzung von Flexibilität;*

Kommentar:

Laut Art. 15 Abs. 1, 2 Bst. d, gelten die Kosten für die Nutzung von Flexibilität als Betriebskosten, d.h. als Kosten für die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen. Zudem stellt der erläuternde Bericht zur Vernehmlassungsvorlage klar: «Verteilnetzbetreiber können weiterhin die Flexibilität netzdienlich nutzen. Dafür bieten sie den Flexibilitätsinhabern einheitliche Vertragskonditionen an, welche die Möglichkeiten der Nutzung und die zugehörige Vergütung (bspw. durch reduzierte Netznutzungsentgelte oder über direkte Vergütungen) einheitlich für die erzeugungs- und verbrauchsseitige Flexibilität regeln. Vertraglich gewährte Möglichkeiten der Nutzung sollen den finanziellen Wert der Flexibilität reflektieren.» Diese politische Intention sollte im entsprechenden Artikel zu den Tarifen Niederschlag finden.

**Art. 17a Zuständigkeit für die Messung**

**Art. 17a Abs. 1**

*Die Netzbetreiber sind in ihrem Netzgebiet für die betriebliche Messung, und die Bezeichnung und Verwaltung der Messpunkte ~~und die Verrechnungsmessung~~ zuständig.*

Kommentar:

Die Verrechnungsmessung soll grundsätzlich liberalisiert werden. Mehr Wettbewerb führt zu einer Verbesserung der Messdienstleistung (Verbesserung Datenlieferung und -qualität) und zu sinkenden Kosten. Wichtig in diesem Zusammenhang ist auch, dass auf der Rechnung des Endkunden, der Preisbestandteil «Messwesen» (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb) separat ausgewiesen wird<sup>3</sup> (s. unser Kommentar zu Art. 12 c). Nur so wird der Wettbewerb spielen.

**Art. 17a Abs. 2**

*~~Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh pro Verbrauchsstätte sowie Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber mit einer Anschlussleistung von mehr als 30 kVA können einen Dritten freier Wahl mit dem Messstellenbetrieb, den Messdienstleistungen oder der gesamten Verrechnungsmessung beauftragen. Soweit sie dieses Wahlrecht nicht ausüben, bleibt der Netzbetreiber ihres Netzgebiets zuständig.~~*

<sup>3</sup> siehe z. B. Monitoring Bericht der Bundesnetzagentur

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht\\_Energie2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

Kommentar:

tiko Energy Solutions ist der Auffassung, dass nur ein vollständig liberalisiertes Messwesen den Interessenkonflikt des Netzbetreibers zwischen Schutz des Netzes auf der einen Seite und Förderung innovativer Geschäftsmodelle im Sinne der Energiestrategie 2050 auf der anderen Seite auflösen wird. Die Erfahrung in Deutschland zeigt, dass die Messkosten weit unter dem von der ElCom empfohlenen Benchmark liegt.<sup>4</sup> tiko Energy Solutions ist jedoch damit einverstanden, dass dort, wo auf die Dienstleistung eines Drittanbieters verzichtet wird, vom Netzbetreiber gemessen wird.

**Art. 17a Abs. 3**

*Der Bundesrat kann vorsehen, dass ein einmal erlangtes Wahlrecht unabhängig vom jährlichen Verbrauch oder der Anschlussleistung bestehen bleibt. Er kann erlässt Ausführungsbestimmungen erlassen, insbesondere: (...)*

Kommentar:

Zwecks Konsistenz mit der Forderung nach einer vollständigen Liberalisierung des Messwesens erfolgt hier eine Umformulierung.

**Art. 17a<sup>bis</sup> Messentgelt und Messtarife**

**Art. 17a<sup>bis</sup> Abs. 1:**

*Für die Verrechnungsmessung erheben die Netzbetreiber von den Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Speicherbetreibern, ~~die den Anbieter nicht frei wählen können, die von ihrem Recht, einen Drittanbieter mit der Messung zu beauftragen, nicht Gebrauch machen, ein~~ Messentgelt. Dieses ist je Messpunkt zu entrichten und darf die anrechenbaren Kosten nicht übersteigen.*

Kommentar:

Zwecks Konsistenz mit den obigen Änderungsvorschlägen in Artikel 17a sind diese Anpassungen nötig.

**Art. 17b<sup>bis</sup> Nutzung von Flexibilität**

**Art. 17b<sup>bis</sup> Abs. 2**

*2 Den Verteilnetzbetreibern steht im Rahmen ihres Netzbetriebs und innerhalb ihres Netzgebiets die netzdienliche Nutzung von Flexibilität offen. Im Hinblick auf entsprechende Verträge bieten sie den Flexibilitätsinhabern für die erzeugungs- und für die verbrauchsseitige Flexibilität je*

---

<sup>4</sup> siehe

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht\\_Energie2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3) S. 327

*einheitliche Vertragsbedingungen an, ohne nach der Technologie zu differenzieren. Für Flexibilität mit grosser Netzdienlichkeit können sie individualisierte Verträge anbieten.*

Kommentar:

Es erscheint uns, dass der Verteilnetzbetreiber einen zu grossen Ermessensspielraum hat in Bezug auf die Frage, wann eine erzeugungs- bzw. verbrauchsseitige Flexibilität eine hohe Netzdienlichkeit aufweist. Der Änderungsvorschlag sollte ermöglichen, dass das Netzdienlichkeitskriterium technologie-neutral ausgestaltet wird.

**Art. 17b<sup>bis</sup> Abs. 3**

*3 Sie beziehen das Flexibilitätspotenzial des Marktes in ihre Netzplanung ein und vermeiden durch den Einkauf der Flexibilität am Markt und seine Nutzung, soweit dies insgesamt vorteilhaft ist, andere netzseitige Massnahmen wie Netzausbauten.*

Kommentar:

Die Flexibilität gehört dem Flexibilitätseigentümer (Abs. 1). Dieser kann seine Flexibilität an verschiedene Akteure im Markt vermarkten.

Der Verteilnetzbetreiber hat laut Abs. 4 Anrecht auf eine garantierte Nutzung. Das was in Abs. 3 geregelt wird, ist die Frage, in wie weit das Recht des Verteilnetzbetreibers in Bezug auf die Nutzung der Flexibilität über die garantierte Nutzung hinaus zur Vermeidung des Netzausbaus genutzt werden darf. Da ist tiko Energy Solutions der Auffassung, dass das Recht des Verteilnetzbetreibers zur Nutzung der Flexibilität des Kunden auf die netzkritischen Situationen limitieren sollten und in allen anderen Fällen – wie hier der Netzausbau (Abs.3) – der Netzbetreiber seine Flexibilität am Markt einkaufen muss.

Wann die Nutzung der Flexibilität insgesamt vorteilhaft ist, scheint uns nicht konkret genug definiert. Diese Konkretisierung tut Not, um ein Verdrängen der marktlich nutzenden Akteure aus dem Markt zu vermeiden. Ist diese Konkretisierung nicht möglich, ist tiko Energy Solutions für das Streichen des ganzen Absatzes 3.

**Art. 17b<sup>bis</sup> Abs. 4**

*4 Sie können in ihrem Netzgebiet auch ohne Zustimmung des Flexibilitätseinhabers im jeweiligen Fall oder zum Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems (Art. 17b Abs. 3) und auch wenn Nutzungsrechte Dritter entgegenstehen, Flexibilität gegen angemessene Vergütung wie folgt netzdienlich nutzen (garantierte Nutzungen):*

*a. zur Abregelung oder zu einer anderen Steuerung eines bestimmten Anteils der Einspeisung, wobei Abregelung nur dann zulässig ist, wenn keine andere Flexibilitätsoption im Sinne der Gesamtsystemeffizienz nützlicher ist;*

Kommentar:

Konkretisierung und Beschränkung der garantierten Nutzung, um das Potential der Flexibilität für den Markt nicht unnötig zu beschränken.

**Art. 17<sup>bis</sup> Abs. 5**

*5 Der Bundesrat legt ~~pro-Erzeugungstechnologie den abregel- oder steuerbaren Anteil an~~ Regeln für die garantierte Nutzung (Abs. 4 Bst. a) fest. Er kann zudem insbesondere regeln:*

- a. Transparenz- und Publikationspflichten der Verteilnetzbetreiber;*
- b. den Schutz der Flexibilitätsinhaber bei Verträgen nach Absatz 2;*
- c. die Grundzüge der Vergütung bei den garantierten Nutzungen;*
- d. Vorgaben für den Fall, dass die Verteilnetzbetreiber mit ihren Vergütungen oder übrigen Vertragsbedingungen andere Flexibilitätsnutzungen so stark verdrängen, dass sich kein Markt entwickeln kann;*
- e. ~~Vorgaben für die Vertragspartner bei Flexibilitätsnutzungen, gleich welcher Art, wenn sich diese Nutzungen auf andere Akteure stark negativ auswirken;~~*
- f. eine Evaluation der Regelung gemäss diesem Artikel durch die ElCom.*

Kommentar:

Wir unterstützen die Intention des Absatzes 5, bietet er doch einen Schutz der Flexibilitätsinhaber.

In der Praxis wird der Anteil der garantierten Nutzung

- vom Stadium des Netzausbau des Netzes des Verteilnetzbetreibers,
- der Grösse des möglichen Engpasses im Netz,
- der Masse der zur Verfügung stehenden Flexibilitätsressourcen
- und eventuell anderer Faktoren

abhängen. Deshalb denken wir nicht, dass es zielführend ist einen festen Anteil vorzugeben. Was Marktakteuren wie Aggregatoren hilft, sind feste Kriterien und Regeln innert derer der Verteilnetzbetreiber sich bewegt, die für die Marktakteure transparent ersichtlich sind.

Des Weiteren ist tiko Energy Solutions der Meinung, dass die Vertragsfreiheit von Marktakteuren nicht eingeschränkt werden darf. Besonders sollte sie nicht für die Erreichung von einem unklar formulierten Ziel («*wenn sich diese Nutzungen auf andere Akteure stark negativ auswirken*») eingeschränkt werden.

**Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft**

**Art. 20 Abs. 2 Bst. b:**

*Insbesondere hat sie folgende Aufgaben:*

- b. (...) Verbrauchsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung. Angebote von Aggregatoren virtueller Kraftwerke sind diesbezüglich grundsätzlich zulässig.*



Kommentar:

tiko Energy Solutions begrüsst ausdrücklich den Satz «Verbrauchsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.» Um die Teilnahme von virtuellen Kraftwerken am Regelle Energiemarkt explizit auf eine gesetzliche Basis zu stellen, möchten wir den entsprechenden Zusatz beliebt machen.

---

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme und Berücksichtigung unserer Sichtweise. Gerne stehen wir Ihnen für Auskünfte zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüssen

Frédéric Gastaldo  
CEO

Kátrin Schweren  
Head of Regulatory and Public Affairs  
Mitglied der Geschäftsleitung



Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung

3003 Bern

Per E-Mail an [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)

Nidau, 31. Januar 2019

**Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung): Vernehmlassungsantwort**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Sommaruga  
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zur geplanten Revision des Stromversorgungsgesetzes Stellung nehmen zu können. Wir tun dies mit der Sicht der Verteilnetzbetreiber. Wir begrüssen den in Art. 8 formulierten Auftrag an die Netzbetreiber – die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes – und nehmen diesen äusserst ernst. Er bildet die Basis für unsere Beurteilung des vorliegenden Gesetzesvorschlages. Unser Fokus ist somit auf Netztarifen, Flexibilitätsregulierung, Messwesen, Sunshineregulierung, Ausgestaltung der Grundversorgung sowie Datahub und Datenaustausch.

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 mit den vorgeschlagenen Anpassungen die Revision StromVG optimiert werden kann.

Freundliche Grüsse

Dr. Urs Meyer  
Präsident  
Verein Smart Grid Schweiz

Dr. Maurus Bachmann  
Geschäftsführer  
Verein Smart Grid Schweiz

## 1. Sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz

Art. 8 nennt als erste Aufgabe der Netzbetreiber die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Wir begrüssen, dass diese Hauptaufgabe so unverändert gesetzlich verankert bleibt. Aus Sicht der Netzbetreiber soll das StromVG die optimalen Voraussetzungen schaffen, dass diese Hauptaufgabe bewältigt werden kann. Dazu müssen insbesondere die notwendigen Werkzeuge zur Verfügung gestellt werden. Geschieht dies nicht, so leidet in erster Linie die Effizienz des Netzes, d.h. Netzbau und Netzbetrieb werden teurer. Im Folgenden besprechen wir die Werkzeuge Netztarife, Flexibilitätsregulierung, Messwesen, Sunshineregulierung, Grundversorgung sowie Datahub und Datenaustausch.

## 2. Netztarife

Mit Art. 14 Abs. 3<sup>bis</sup> werden Vorgaben für Netznutzungstarife auf Gesetzesstufe gehoben. Der VSGS unterstützt dies nicht. Das StromVG soll den Rahmen für die Netztarife festlegen. Dies wird mit Art. 14 Abs. 3 bereits gemacht. Weitere gesetzliche Vorschriften schränken die Handlungsfähigkeit insbesondere bei Anpassungsbedarf im Elektrizitätssystem unnötig ein.

Der Nutzer kann die Effizienz des Netzes wesentlich mit beeinflussen und es sollen nur diejenigen Netzleistungen erbracht werden, welche auch von den Nutzern erwünscht sind. Dies geschieht am effizientesten via Anreize: Die Kosten der Netznutzung sind verursachergerecht den einzelnen Kundengruppen zu verrechnen. Der Nutzer soll für die bezogene elektrische Leistung bezahlen, da diese die Dimensionierung und damit die Kosten des Netzes massgeblich bestimmt. Der Grundsatz einer verursachergerechten Verrechnung ist gesetzlich ausreichend, in Abhängigkeit der Spannungsebene und des Bezugsverhalten (z.B. Gleichzeitigkeit des Leistungsbezuges) kann die Branche diese Vorgaben subsidiär umsetzen.

Gemäss Art. 14 Abs. 3<sup>bis</sup> Bst. b darf der Leistungsanteil unter bestimmten Voraussetzungen über 50% liegen. Die massgebende Grenze von 50 MWh/Jahr, die Forderung nach Einheitlichkeit auch bei unterschiedlichen Bezugsprofilen sowie die explizite Forderung, dass Eigenverbraucher dadurch nicht schlechter gestellt werden dürfen als mit einer Arbeitskomponente von 50%, erscheinen willkürlich. Diese Auflagen widersprechen der Verursachergerechtigkeit und unterlaufen dadurch die Sicherstellung der Netzeffizienz. Soll ein bestimmtes Nutzerverhalten (bspw. Eigenverbrauch) gefördert werden, so ist dies mit alternativen Werkzeugen ohne ein ineffizientes Netz zu erreichen. Mit dem Gesetzesvorschlag werden die Kosten dieser Förderung insbesondere von Eigenverbrauchern nicht erfasst, sind nicht transparent und können somit nicht beurteilt werden. Vielmehr werden die Kosten dieser Förderung unspezifisch und zu Lasten der anderen Netznutzer verteilt.

Der Grundsatz einer verursachergerechten Verrechnung ist ausreichend und zielführend, die Netzkosten tief zu halten wie auch netzdienliches Kundenverhalten zu fördern. Falls Eigenverbrauch gefördert werden soll, was wir nicht ausschliessen, muss dies anders erfolgen.

**Antrag:** Art. 14 Abs. 3<sup>bis</sup> ist wegzulassen.

## 3. Flexibilitätsregulierung

Mit Art. 17b<sup>bis</sup> wird klargestellt, dass der jeweilige Endverbraucher, Speicherbetreiber oder Erzeuger Inhaber der Flexibilität ist. Der VSGS unterstützt dies. Mit der explizit geforderten Zustimmung zur Nutzung der Flexibilität durch den VNB besteht allerdings das Risiko, dass ein Grossteil der

Flexibilität wegen fehlendem Interesse ungenutzt bleibt. Dies ist mit dem Ziel eines effizienten Netzes problematisch. Mit der bestehenden Opt-Out Regelung in der StromVV wird dies verhindert, der VNB kann die Flexibilität weiterhin nutzen ausser der Kunde nutzt das Opt-Out. Diese Regelung soll darum langfristig beibehalten werden. Die Möglichkeit der Kunden über ihre Lasten zu verfügen wird damit nicht eingeschränkt, die Lasten können jedoch weiter zur Netzoptimierung genutzt werden, ausser der Kunde wünscht diese zu übernehmen.

**Antrag:** Die Opt-Out Regelung in der StromVV ist beizubehalten.

Wird eine Flexibilität netzdienlich eingesetzt, so variiert ihr Wert zeitlich und insbesondere auch örtlich. Vor diesem Hintergrund ist die Forderung nach einheitlichen Vertragsbedingungen absurd.

**Antrag:** Art. 17b<sup>bis</sup> Abs. 2 ist anzupassen.

Art. 17b<sup>bis</sup> Abs. 4 und Abs. 5 eröffnen die Möglichkeit der Einspeiselimittierung von PV-Anlagen. Der VSGS begrüsst dies, überwiegen doch bei einer massvollen Limitierung auf bspw. 70% der Leistung die eingesparten Netzkosten die Kosten der verlorenen Energie bei Weitem. Es ist volkswirtschaftlich wenig sinnvoll, im Vergleich mit der zusätzlich produzierten Energiemenge Netzausbaukosten für die Abführung der vollen Leistung in Kauf zu nehmen resp. ein solcher Ausbau auf 100% der Leistung ist ein relevanter Treiber der Netzkosten. So ist es sinnvoll, die Einspeiseleistung von PV-Anlagen grundsätzlich auf 70% der Leistung der installierten Solarzellen zu begrenzen und damit einen Energieverlust von ca. 3% in Kauf zu nehmen. Dieser Energieverlust sollte zur Begrenzung der administrativen Aufwände nicht detailliert berechnet und vergütet werden müssen. Der Energieverlust könnte durch die PV-Betreiber getragen werden oder die Vergütung könnte pauschal in die KEV eingebaut werden. Mit der vorgeschlagenen Regelung kann bei einer vorhandenen Netzkapazität ein Maximum an Energie aus PV-Produktion eingespeist werden.

**Antrag:** Art. 17b<sup>bis</sup> Abs. 4 resp. Abs. 5 sind anzupassen.

#### **4. Messwesen**

Mit Art. 17a Abs. 2 und Abs. 3 wird das Messwesen teilliberalisiert. Aktuell ist der Strommarkt ebenso teilliberalisiert. Im erläuternden Bericht wird die vollständige Öffnung des Strommarktes mit der Korrektur der «Verzerrungen der Teilmarktöffnung mit erheblichen Ungleichbehandlungen» motiviert. Die erneute Teilliberalisierung, diesmal des Messwesens, würde wiederum zu Verzerrungen und Ungleichbehandlungen führen. Die Komplexität der Prozesse sowie der administrative Aufwand würden zunehmen, die Prozesssicherheit und damit die Datenqualität hingegen würden abnehmen. Die Umsetzung der gesetzlichen Vorgabe zur Einführung der intelligenten Messsysteme wäre problematisch, speziell bei einer Auftrennung der Rollen Messtellenbetreiber und Messdienstleister. Der VSGS lehnt darum die vorgeschlagene Teilliberalisierung ab. Der Netzbetreiber bleibt wie gemäss Art. 17a Abs. 1 festgelegt zuständig.

**Antrag:** Art. 17a Abs. 2 und 3 sind wegzulassen.

#### **5. Sunshineregulierung**

Mit Art. 22a sollen Netzbetreiber verglichen werden, inklusive Veröffentlichung der Ergebnisse. Dies kann im Hinblick auf die Effizienz tatsächlich hilfreich sein. Der VSGS begrüsst dies. Dafür müssen bewährte Verfahren angewandt werden und die Resultate statistisch gesichert sein. Struk-

turelle Verhältnisse der Verteilnetze sind für den Vergleich zu berücksichtigen. So ist die Verwendung von ungewichteten Mittelwerten, i.e. die Mittelwertbildung über die VNBs ungeachtet der Grösse ihrer Netze, irreführend und keine ausreichende Basis für einen belastbaren Vergleich. Mit Art. 22a Abs. 2 wird detailliert vorgegeben, was verglichen werden soll. Wir sind der Meinung, dass diese Details nicht gesetzlich geregelt, sondern ElCom überlassen werden sollten.

Mit einer funktionierenden Sunshineregulierung ist die mit Art. 22a Abs. 3 gemachte Vorankündigung der Anreizregulierung auf Gesetzesstufe unnötig. Die damit generierte Rechtsunsicherheit reduziert die Investitionssicherheit.

**Antrag:** Art. 22a Abs. 2 und Abs. 3 sind wegzulassen.

## **6. Ausgestaltung der Grundversorgung**

Mit Art. 5 Abs. 2 und Art. 6 Abs. 1 und Abs. 2 wird die Verantwortung für die Grundversorgung dem Netzbetreiber übertragen. Dies ist eine separate Rolle, welche sich um Energiebeschaffung und Energielieferung kümmert. Sie passt in keiner Weise zur Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Die Zuständigkeit für die Grundversorgung ist somit einem anderen Akteur zu übertragen.

**Antrag:** Art. 5 Abs. 2 und Art. 6 Abs. 1 und Abs. 2 sind anzupassen (Verantwortung für Grundversorgung nicht beim Netzbetreiber).

## **7. Datahub und Datenaustausch**

Im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage wird eine Datahublösung erwähnt. Für eine funktionierende Markttöffnung müssen die Wechselprozesse massentauglich, d.h. standardisiert und automatisiert sein. Es ist absehbar, dass künftig ein standardisierter einfacher Datenzugang für Endkunden implementiert werden muss. Diese Anliegen sind zentral mit einem oder wenigen Datahubs zu lösen, unter Berücksichtigung von Datenschutz und Datensicherheit. Der Datahub kann Transparenz liefern über die Abwicklung der Wechselprozesse. Der VSGS unterstützt diese Ziele. Er hat darum die Gründung der Swissdex AG zum Aufbau eines Datahubs initiiert. Die Dienstleistungen der Swissdex AG stehen allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei offen und steigern die Effizienz im Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern.

Entsprechend dem Subsidiaritätsprinzip ist diese Branchenlösung zu unterstützen. Gemäss Art. 13a Abs. 1 und Art 17b<sup>ter</sup> Abs. 4 regelt der Bundesrat die Details der Wechselprozesse und des Datenaustausches. Der VSGS empfiehlt aus obigen Gründen, diese Kompetenz – Rechte und Pflichten – der Branche zu übertragen.

**Antrag:** 13a Abs. 1 und Art 17b<sup>ter</sup> Abs. 4 sind anzupassen (Wechselprozesse und Datenaustausch durch Branche zu regeln).

Eine Datahublösung ist am effizientesten, wenn alle involvierten Akteure den Datenaustausch darüber abwickeln. Eine solche Nutzungspflicht soll mit der Markttöffnung eingeführt werden.

**Antrag:** Art. 17b<sup>ter</sup> ergänzen mit Nutzungspflicht für Branchenlösung der Wechselprozesse.

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

Mail: stromvg@bfe.admin.ch

Bern, 31. Januar 2019

## **Stellungnahme zu Revision Stromversorgungsgesetz**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir möchten uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Stromversorgungsgesetz herzlich bedanken.

Der Verband Fernwärme Schweiz (VFS) mit seinen rund 130 Mitgliedern (u.a. Betreiber, Contractoren, Planer, Lieferanten von Fernwärme und -kältenetzen) hat eine wichtige Aufgabe bei der Wärmeversorgung in Städten und Agglomerationen. Er ist die wichtigste Ansprechstelle in der Schweiz für die Wärme- und Kälteversorgung in dicht besiedelten Gebieten und für die Nutzung von Umweltwärme und -kälte aus erneuerbaren Quellen (Seen, Flüsse, Grundwasser, Geothermie und Abwärme). Ziel des VFS ist der massive Ausbau von Fernwärmenetzen unter gleichzeitig vermehrter Nutzung erneuerbarer Energien.

In unserer Stellungnahme möchten wir uns auf den Artikel 20, Abs. b, Aufgaben der Netzgesellschaft beschränken.

### **Beschaffung von Regelennergie**

Wir begrüssen den Zusatz zur prioritären Berücksichtigung von Angeboten mit effizienter Energienutzung bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen. Dieser schützt den Regelenenergiemarkt vor Konzepten bzw. Technologien, die negative Regelennergie vernichten. So werden für langfristig und nachhaltig orientierte Energieumwandlungs- und Energiespeicherprojekte die notwendigen Anreize geschaffen.

Leider ist der Vorschlag nicht vollständig und berücksichtigt nicht, dass auch Fehlentwicklungen auf der Stromerzeugerseite (angebotsseitig) adressiert werden müssen. So wird ein ähnlich verschwenderischer Umgang mit Energie zwecks Erbringung von Regelleistung auch in einigen Laufwasserkraftwerken praktiziert: Bei einem Abruf von negativer Regelleistung wird das Wasser an der Turbine vorbeigeführt, die potentielle Energie des Wassers geht unwiderruflich verloren. Solche Konzepte sind vom vorgeschlagenen Zusatz nicht betroffen, da sie

angebotsseitig (Stromproduktion) und nicht verbrauchsseitig sind. Im Sinne eines vollständigen Schutzes des Regelenergiemarktes vor Energieverlust- bzw. Energievernichtungskonzepten fordern wir, die vorrangige Beschaffung von Energienutzungskonzepten nicht auf die Verbrauchsseite zu beschränken, sondern auf die Angebotsseite auszuweiten (Formulierungsanpassung siehe Anhang 1 und nachfolgenden Einschub).

| Artikel-StromVG <sup>a</sup>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Entwurf-Verordnungstext-StromVV <sup>a</sup>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Antrag-VFS <sup>¶</sup>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft<sup>¶</sup></b><br><br>2 Insbesondere hat sie folgende Aufgaben: <sup>¶</sup><br><br>b. Sie ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten sind nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. <sup>¶</sup><br><br><sup>a</sup> | <b>Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft<sup>¶</sup></b><br><br>2 Insbesondere hat sie folgende Aufgaben: <sup>¶</sup><br><br>b. Sie ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. Sofern sie die Systemdienstleistungen nicht selber erbringt, beschafft sie diese nach marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren. <b>Verbrauchsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.</b> <sup>a</sup> | <b>Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft<sup>¶</sup></b><br><br>2 Insbesondere hat sie folgende Aufgaben: <sup>¶</sup><br><br>b. Sie ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. Sofern sie die Systemdienstleistungen nicht selber erbringt, beschafft sie diese nach marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren. <b>Verbrauchs- und produktionsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.</b> <sup>a</sup> |

Wir hoffen, mit unserer Rückmeldung einen kleinen Beitrag zur Erreichung der Energiewende erbracht zu haben.

Bei Fragen steht Ihnen unser Geschäftsführer gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Thierry Burkart  
Präsident VFS, Nationalrat



Andreas Hurni  
Geschäftsführer VFS