

Anhang A – Stellungnahme Option A (Begrüssung des vorgeschlagenen Zusatzes)

Artikel	Entwurf Verordnungstext	Antrag KEBAG AG	Begründung
Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft 2 Insbesondere hat sie folgende Aufgaben: 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.	Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft 2 Insbesondere hat sie folgende Aufgaben: 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. Verbrauchsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.		KEBAG AG begrüsst den Zusatz zur prioritären Berücksichtigung von Angeboten mit effizienter Energienutzung bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen (fett markiert). Dieser schützt den Regelenergiemarkt vor Konzepten bzw. Technologien, die negative Regelenergie vernichten. So werden für langfristig und nachhaltig orientierte Energieumwandlungs- und Energiespeicherprojekte die notwendigen Anreize geschaffen.

Anhang B – Stellungnahme Option B (Begrüssung des vorgeschlagenen Zusatzes + Ausweitung auf Angebotsseite)

Artikel	Entwurf Verordnungstext	Antrag KEBAG AG	Begründung
Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft 2 Insbesondere hat sie folgende Aufgaben: 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.	Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft 2 Insbesondere hat sie folgende Aufgaben: 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. Verbrauchsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.	Art. 20 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft 2 Insbesondere hat sie folgende Aufgaben: 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. <u>Verbrauchsseitig</u> Sie berücksichtigt dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.	KEBAG AG begrüsst den Zusatz zur prioritären Berücksichtigung von Angeboten mit effizienter Energienutzung bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen (fett markiert). Dieser schützt den Regelenergiemarkt vor Konzepten bzw. Technologien, die negative Regelenergie 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 potenzielle 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 fordert KEBAG AG, die vorrangige Beschaffung von Energienutzungskonzepten nicht auf die Verbrauchsseite zu beschränken, sondern auf die Angebotsseite auszuweiten.



Office fédéral de l'énergie
Section Régulation du marché
3003 Berne

par voie électronique:
stromvg@bfe.admin.ch

Contact Konrad Rieder, 079 859 24 19, konrad.rieder@sig-ge.ch
Correspondance : SIG, Direction générale / Affaires réglementaires, c.p. 2777, 1211 Genève 2

Genève, le 20 décembre 2018

Consultation sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité
Prise de position

Madame la Conseillère fédérale,
Monsieur le Directeur,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de la possibilité de prendre position sur votre proposition de révision de la LApEI, dans le cadre de cette consultation du 17 octobre 2018 au 31 janvier 2019, portant notamment sur l'ouverture complète du marché de l'électricité, une réserve de stockage et la régulation du réseau.

Ce projet n'apporte pas d'améliorations significatives, selon nous, pour faire face aux défis climatiques et énergétiques de ces 10 à 20 prochaines années.

SIG s'oppose à une ouverture du marché selon ce projet et dans le contexte actuel, car elle fragiliserait l'approvisionnement électrique suisse.

Avec ce projet, le cadre deviendrait plus bureaucratique et encore plus compliqué pour les consommateurs, les fournisseurs d'électricité et les gestionnaires de réseau. Les incertitudes et risques réglementaires augmenteraient significativement pour les entreprises d'approvisionnement qui assurent une infrastructure essentielle et critique (réseau électrique), incitent aux économies d'électricité, investissent dans la production électrique renouvelable et agissent plus généralement d'intermédiaires entre producteurs et consommateurs. Par conséquent, SIG n'adhère pas à cette révision de LApEI proposée.

SIG est engagée totalement à réaliser des solutions énergétiques efficaces basées sur des infrastructures robustes et l'innovation. SIG œuvre avec et pour le canton de Genève, ses communes, les 500'000 résidents, les entreprises et les 100'000 pendulaires quotidiens. Concernant la concrétisation de la stratégie énergétique fédérale, SIG figure en tête des entreprises d'approvisionnement suisses, pour la troisième fois, selon l'OFEN. Au lieu de restrictions supplémentaires, SIG attend de cette révision LApEI un cadre cohérent, prévisible et favorable pour renforcer et accélérer la transition énergétique, mission essentielle et absolument prioritaire.

Services industriels
de Genève
Ch. du Château-Bloch 2
Le Lignon

Correspondance
SIG Services Clients
Case postale 2777
1211 Genève 2

www.sig-ge.ch



SIG s'étonne des allégations répétées d'inefficacité ou de qualité insuffisante, de la part de l'administration fédérale qui justifie par ce biais ses propositions d'un « marché de l'électricité » bien plus sophistiqué et coûteux. Selon le descriptif, cette proposition de révision apporterait « (...) des adaptations à l'organisation du marché de l'électricité de manière à assurer la sécurité de l'approvisionnement, à accroître l'efficacité économique et à promouvoir l'intégration des énergies renouvelables au marché sur le long terme. Cette révision prévoit notamment l'ouverture complète du marché de l'électricité. Il s'agit également de combler les lacunes en matière de régulation. Le principe de causalité, l'efficacité et la transparence dans la régulation du réseau doivent être optimisés, et certains rôles et responsabilités clarifiés (...) ». Or, en regardant de près, ce projet ouvrirait de nombreux chantiers administratifs et fragiliserait, au lieu de renforcer, les acteurs capables de mettre en place les solutions énergétiques de demain, localement, avec les entreprises et les ménages.

Concernant les thématiques que vous soumettez spécifiquement pour avis, SIG vous fait part des observations suivantes :

Ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base

Eléments mis en avant de ce projet :

- (...) le marché suisse de l'électricité doit être ouvert complètement en raison des avantages fondamentaux offerts par les différentes possibilités de choix et des effets escomptés en matière d'innovation.*
- (...) permet de corriger les distorsions induites par l'ouverture partielle du marché, qui ne laisse le choix du fournisseur d'électricité qu'aux grands consommateurs finaux.*
- (...) s'inscrit dans la droite ligne de la Stratégie énergétique 2050 dans la mesure où elle favorise l'émergence de produits innovants et de nouveaux modèles économiques.*
- (...) constitue une étape incontournable pour l'intégration de la Suisse dans l'économie d'approvisionnement du marché européen de l'électricité.*
- (...) un approvisionnement de base protégeant les petits consommateurs finaux de manière appropriée contre les prix abusifs demeure garanti.*
- (...) Le projet permet de satisfaire aux exigences de l'art. 30, al. 5, de la loi sur l'énergie selon lequel le Conseil fédéral doit présenter au Parlement, d'ici à 2019, un modèle de soutien à la grande hydraulique qui soit proche de la réalité du marché. Les fournisseurs de l'approvisionnement de base doivent proposer, comme produit standard, de l'électricité produite par des centrales en Suisse et comprenant une part minimale issue d'énergies renouvelables.*

Position de SIG : SIG est opposée à une ouverture complète du marché dans des conditions néfastes au climat et à la sécurité d'approvisionnement. Nous ne pouvons pas adhérer aux affirmations sur ce projet citées. Ce projet de révision ne formule pas des conditions-cadres (market design) nécessaires et suffisantes pour que les acteurs économiques puissent s'investir dans la réalisation de la stratégie énergétique (SE2050) approuvée.

SIG est opposée au dispositif d'approvisionnement de base proposé. En ce qui concerne le tarif et la qualité écologique, le projet nous semble politiquement trompeur. En effet, dans un marché ouvert, il n'est pas possible d'imposer aux GRDs responsables de l'approvisionnement de base à la fois la charge d'un produit spécifique (p. ex. suisse et renouvelable), et en plus un tarif limité par référence au prix de marché. Un tel produit standard au libre choix ne pourra pas, en plus, être compris comme un réel support au développement de la production renouvelable suisse. Si durant les années 2009 à 2018 une réduction de facture de jusqu'à 4 milliards de francs (estimation Handelszeitung / Enerprice de nov. 2018) avait pu être obtenue hypothétiquement par les petits consommateurs dans un marché en concurrence, la production helvétique aurait été affaiblie de cette somme, avec les conséquences diamétralement opposées à la SE2050 et opposées à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse.

L'ouverture partielle connue actuellement agit comme stabilisateur économique précieux. Dans l'intérêt de la Suisse il faut préserver cet atout. SIG demande en substance, de maintenir l'approvisionnement de base actuel pour les 99% des consommateurs. Comparé à d'autres propositions, ce modèle basé sur les coûts d'un approvisionnement diversifié (production, contrats long-terme) répond le mieux aux attentes en offrant une bonne stabilité tarifaire aux clients et la visibilité économique nécessaire pour le maintien et le développement des capacités de production d'électricité renouvelable en Suisse.

Structure de branche : SIG s'étonne par ailleurs du fait que l'administration fédérale considère le nombre des gestionnaires de réseau (GRD) suisses comme un problème plutôt qu'une partie décisive de la solution. Force est de constater que l'évolution de la structure de la branche électrique restera avant tout conditionnée par l'évolution du fédéralisme suisse. Il nous semble contradictoire d'argumenter que l'ouverture du marché apporterait plus de dynamique par des acteurs supplémentaires et en même temps d'affirmer que les acteurs historiques seraient trop nombreux. La diversité des GRDs est un point de départ idéal pour innover en relation proche avec les concernés (consommateurs, producteurs, prestataires).

Centre de données (datahub) national

(...) assurer les échanges de données dans un marché de l'électricité ouvert.

Position de SIG : Nous sommes opposés à cette proposition, car cette option technologique est prématurée et disproportionnée pour gérer les changements de fournisseurs en situation d'ouverture partielle du marché de l'électricité (env. 20'000 ou moins de 1% clients libres au niveau de toute la Suisse). Les analyses sur l'utilité d'un « datahub » national illustrent parfaitement bien la complexité massivement accrue et coûteuse qu'impliquerait le libre choix du fournisseur en cas d'ouverture complète du marché pour tous les consommateurs suisses (env. 5 millions de sites de consommation). Nous sommes opposés à la proposition de déléguer au Conseil fédéral la compétence de définir des exigences qui rendraient

l'implémentation d'un centre de données inévitable. L'échange de données, réglé par subsidiarité, fonctionne bien. SIG s'oppose à complexifier ce système et demande de supprimer l'art. 17b-ter.

Réserve de stockage

(...) en cas d'intégration au marché européen de l'électricité, l'approvisionnement est assuré jusqu'en 2035. Afin de parer à des situations de pénurie imprévues, une réserve de stockage neutre sur le plan technologique doit être constituée avec de l'énergie, à titre d'«assurance» supplémentaire.

Position de SIG : Nous sommes favorables à un nouveau dispositif, à condition d'admettre au niveau de la loi notamment aussi le consommateur final comme contributeur. Des mesures de type « demande side management » (DSM) doivent pouvoir participer à cette réserve d'énergie nationale.

De même, certaines centrales à l'aval d'un lac disposent, par le réglage du niveau lacustre, d'un volume d'énergie accumulable et exploitable en tant que réserve.

Nous proposons de modifier l'art. 8a al. 2 comme suit : « *Sont habilités à participer à cette réserve les consommateurs, les exploitants d'une centrale à accumulation, les exploitants d'une centrale au fil de l'eau pouvant accumuler l'eau du lac en amont et les exploitants de stockage raccordés au réseau suisse et auprès desquels l'énergie peut être transformée en électricité.* (...) »

Régulation Sunshine et adaptations de la régulation du réseau

(...) la régulation Sunshine permet à l'EiCom de comparer les gestionnaires d'un réseau de distribution dans plusieurs domaines et de publier les résultats ainsi obtenus.

Position de SIG : Nous sommes favorables à la régulation par la transparence signifiant la publication, par l'EiCom, d'indicateurs complémentaires en plus de la comparaison des tarifs des réseaux électriques. En revanche, SIG demande de supprimer la disposition de l'art. 22a al. 3 concernant une future introduction d'une « régulation incitative » formelle et de ne confier aucune nouvelle tâche à l'OFEN dans ce domaine.

(...) davantage de possibilités de fixer des tarifs basés sur la puissance tout en tenant compte des objectifs de la Stratégie énergétique 2050.

Position de SIG : Nous sommes favorables à ce que le GRD aura la possibilité de pondérer la puissance jusqu'à 50% de la tarification (art. 14 al. 3bis projet LApEI ; contre 30% actuellement selon l'art. 18 al. 3 OApEI). Ceci renforce le principe de causalité en matière des coûts de dimensionnement du réseau tout en préservant l'exigence à l'utilisation efficace de l'électricité (art. 14 al. 3 lit. e LApEI).

Valorisation des flexibilités

(...) utilisation de la flexibilité détenue par les consommateurs finaux, les exploitants de stockage et les producteurs. Ces acteurs doivent pouvoir

offrir leur flexibilité librement. Les gestionnaires de réseau ont accès à la flexibilité pour la gestion de l'injection et doivent tenir compte de cette flexibilité dans le cadre du développement du réseau de manière à éviter que des réseaux surdimensionnés et trop coûteux soient construits.

Position de SIG : Nous sommes favorables, sur le principe, à l'attribution des flexibilités aux véritables détenteurs (consommateurs, producteurs, exploitants de stockage) et à l'exploitation contre rétributions de celles-ci (art. 17b-bis). Cela dans le but d'intégrer dans l'approvisionnement un maximum d'électricité de sources dites non pilotables. Toutefois, il faut éviter de sur-administrer ce nouveau marché en émergence et cet instrument évolutif de gestion des réseaux. L'exploitation rémunérée des flexibilités est par ailleurs possible aussi avec l'ouverture partielle du marché de l'électricité. Pour les réseaux il y aura un effet double : dans l'immédiat les coûts de réseau pourraient augmenter par les indemnités de la flexibilité ; à plus long terme, l'exploitation des flexibilités pourrait s'avérer incontournable (p. ex. gestion des charges ponctuelles des véhicules électriques) et, par un dimensionnement optimisé des réseaux, limiter le renforcement et donc les coûts de réseau.

Libéralisation partielle des systèmes de mesure

(...) les déficits actuels – tarifs considérablement excessifs pour la mesure des courbes de charge et déficits de qualité – se situent surtout au niveau des consommateurs finaux disposant de plusieurs sites de consommation (grands distributeurs, etc.) et des autoconsommateurs d'une certaine taille. En outre, des coûts de mesure élevés freinent le développement de la production énergétique décentralisée, ils peuvent constituer une barrière à l'entrée sur le marché et dissuader de participer au libre marché de l'électricité. Le droit au libre choix du fournisseur crée surtout des incitations à ce que les fournisseurs existants dans la zone de desserte des gestionnaires de réseau, mais aussi les nouveaux prestataires, proposent les prestations de mesure à des prix intéressants et de meilleure qualité.

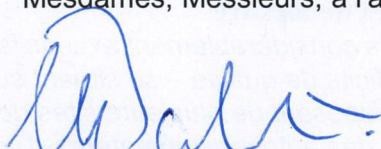
Position de SIG : Nous nous opposons à la libéralisation partielle des systèmes de mesure, parce qu'une responsabilité partagée nuirait à la fiabilité des données et augmenterait les coûts pour les parties prenantes. Le comptage ne coûte pas cher (env. 50 francs par consommateur, selon l'EICom, c'est-à-dire de l'ordre de 2% de la facture annuelle d'électricité). La libéralisation partielle du système de mesure serait disproportionnée, car elle tente à corriger des problèmes observés par une minorité parmi le 1% concerné (grands producteurs et/ou grands consommateurs). La proposition créerait deux systèmes parallèles ce qui va complexifier, fragiliser et probablement renchérir les échanges de données entre les différentes parties prenantes. L'EICom dispose déjà des moyens suffisants pour identifier et corriger les abus. Enfin, la libéralisation partielle entraverait significativement la mise en place du smart metering électrique dans l'échéance prévue, principalement par l'éclatement des responsabilités et par la menace de modifications supplémentaires à courtes échéances. Une réglementation détaillée au niveau de la loi risque d'être rapidement dépassée par la très forte évolution technologique en cours.

Sensibilisation aux économies d'électricité

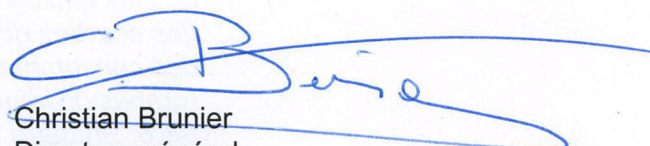
Position de SIG : En lien avec l'art. 17a-bis al. 3 et les commentaires y relatifs dans le Rapport explicatif, nous nous opposons à ce que les coûts de sensibilisation visant à réduire la consommation électrique dans le contexte du déploiement des compteurs intelligents ne puissent plus être imputés aux coûts de réseau. C'est une disposition que justement le législateur vient d'adopter avec la « Stratégie réseaux électriques » et il n'a pas lieu de l'abroger par ce projet de révision. L'efficacité énergétique contribue à maîtriser les coûts de réseau. Les économies supplémentaires par an de l'ordre de la consommation de 6'000 ménages sont tangibles, comme le démontre les retours d'expérience sur dix ans du programme éco21 de SIG.

Au final, SIG regrette que cette révision de la LApEI ne renforce pas de façon claire les acteurs économiques responsables d'une infrastructure essentielle et vulnérable. Une ouverture du marché selon ce projet et les retouches proposées du cadre légal fragiliseraient l'approvisionnement électrique suisse.

Veuillez croire, Madame la Conseillère fédérale, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, à l'assurance de notre parfaite considération.



Michel Balestra
Président



Christian Brunier
Directeur général



Office fédéral de l'énergie
Section Régulation du marché
3003 Berne

Envoyée par courriel à
stromvg@bfe.admin.ch

Genève, le 8 janvier 2019

Consultation : Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché de l'électricité, réserve de stockage et modernisation de la régulation du réseau)

Monsieur,

En date du 17 octobre 2018, le Conseil fédéral a mis en consultation la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Compte tenu de l'importance de l'approvisionnement en électricité pour l'économie genevoise, la Chambre de commerce, d'industrie et des services de Genève tient à faire part de sa position sur le projet en consultation.

L'ouverture complète du marché suisse de l'électricité est prévue dans les dispositions finales de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), entrée en vigueur en juillet 2007. Les Chambres fédérales avaient alors décidé que le marché de l'électricité serait libéralisé en deux étapes : dès 2009 pour les entreprises avec une consommation supérieure à 100'000 kilowattheures (kWh) par an et pour tous les consommateurs (PME et ménages) cinq années plus tard, sous réserve de l'adoption d'un arrêté fédéral soumis au référendum facultatif.

La CCIG continue à soutenir l'ouverture du marché de l'électricité

En 2004, la CCIG avait marqué son soutien à l'ouverture par étapes du marché de l'électricité, car ses membres en attendaient une baisse des tarifs d'électricité sans renoncer à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. L'absence de pannes et de limitations d'utilisation est une attente très importante des entreprises, notamment de celles qui ont investi dans des équipements coûteux et qui doivent pouvoir atteindre une productivité maximale.

Lors de la consultation menée par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) en 2014/15, la CCIG s'était déclarée favorable à l'arrêté fédéral mis en consultation, qui aurait dû voir le marché s'ouvrir pour tous les clients, en particulier pour les petites et moyennes entreprises. Toutefois, cette consultation ayant donné lieu à des réactions controversées et vu la situation difficile que connaissait alors le marché, le Conseil fédéral a finalement renoncé provisoirement à proposer au Parlement l'ouverture complète du marché.

Aujourd'hui, la CCIG soutient la proposition de révision de la LapEl mise en consultation pour les raisons suivantes :

- la révision contribue à assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité et la compétitivité des tarifs, les deux éléments déterminants pour les entreprises;
- l'ouverture totale du marché de l'électricité suisse est une étape indispensable pour la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE, accord dont la Suisse a besoin pour s'assurer les meilleures conditions d'accès au marché électrique européen, non seulement dans son rôle de plaque tournante de l'électricité entre les différents pays qui l'entourent mais aussi pour valoriser et sécuriser les actifs de production du pays ;
- cette nouvelle législation doit permettre aux consommateurs finaux, dont les entreprises, de pouvoir bénéficier d'offres attractives et concurrentielles ;
- enfin, elle contribuera à la réalisation des objectifs de la stratégie énergétique 2050, que la CCIG a soutenue.

1. Ouverture totale du marché

Aujourd'hui, environ 32 500 consommateurs peuvent profiter de l'ouverture complète du marché de l'électricité, soit 0,8% de tous les clients finaux en Suisse. Quelque deux tiers d'entre eux ont effectivement recours à cette possibilité, bénéficiant ainsi de tarifs d'énergie avantageux. Au total, cinq sixièmes (plus de 80%) de l'électricité consommée en Suisse sont déjà acquis sur le marché libre.

La proposition d'ouverture du marché comporte trois volets :

- Une ouverture complète du marché pour tous les clients.
- Les petits consommateurs pourront choisir de rester dans l'approvisionnement de base, à un tarif régulé constant pendant 1 an.
- L'approvisionnement de base devra proposer une offre standard 100 % suisse et un certain pourcentage d'énergies renouvelables. Les consommateurs pourront choisir d'autres formules.

La CCIG soutient l'ouverture complète du marché dans la mesure où toutes les entreprises auront la possibilité de changer de fournisseur si elles le jugent intéressant, ce qui mettra un terme à la distorsion actuelle de concurrence dont souffrent les entreprises qui ne peuvent pas en bénéficier. Si l'on considère l'inertie des ménages dans le domaine des télécommunications et de l'assurance-maladie alors que les économies pouvant être réalisées en changeant de fournisseur sont parfois très considérables, il est peu probable que de nombreux ménages décideront de changer de fournisseur d'électricité, mais cela n'est pas une raison pour ne pas leur offrir cette possibilité.

La CCIG salue le fait que les petits consommateurs puissent choisir de rester dans l'approvisionnement de base sans que cela soit vu par l'Union européenne comme une entrave à la conclusion d'un accord sur le marché unique de l'électricité, dont on sait par ailleurs que sa conclusion sera conditionnée par la conclusion d'un accord institutionnel entre la Suisse et l'Union européenne.

La CCIG est favorable à ce que l'approvisionnement de base propose une offre basée sur l'utilisation d'énergie indigène et essentiellement ou exclusivement issue de sources d'énergie renouvelable. Il appartiendra au Conseil fédéral de fixer la part minimale d'énergies renouvelables du produit électrique standard. Considérant les objectifs de la stratégie énergétique 2050 en matière de développement des énergies renouvelables, la CCIG préconise de fixer ce pourcentage dans la loi. Un pourcentage de 80% d'énergie renouvelable dans le produit électrique standard serait un minimum pour ne pas compromettre les investissements dans la production et la fourniture d'électricité renouvelable. A Genève, la production électrique est déjà 100% renouvelable et soutenue par 99% des consommateurs captifs. Il serait regrettable que l'ouverture du marché se traduise par un recul dans ce domaine.

2. Réserve de stockage

La capacité des centrales suisses est suffisante (actuellement environ 20 gigawatts ou 20 milliards de watts de puissance installée). Même après la mise hors service de ses centrales nucléaires, la Suisse disposera d'une puissance installée (env. 16,5 gigawatts) permettant de couvrir ses besoins (aujourd'hui 11 gigawatts au maximum). La sécurité d'approvisionnement de la Suisse est également assurée à l'avenir, au moins jusqu'en 2025.

La révision propose la création d'une réserve d'énergie, afin de faire face à d'éventuelles « situations extrêmes ». Les parts de cette réserve seront attribuées par appel d'offre et ouvertes à une large palette d'exploitants et de techniques (p. ex. hydraulique, usines d'incinération, batteries).

La CCIG est favorable à la création de cette réserve d'énergie et préconise d'élargir la définition des entités habilitées à participer à cette réserve (pour inclure par exemple les centrales au fil de l'eau et utiliser le lac Léman comme zone d'accumulation).

3. Tarification de l'utilisation du réseau

La révision vise à favoriser le dimensionnement adéquat notamment dans le cadre du développement des regroupements de consommateurs, pour diminuer les coûts. Afin de mettre en place des incitations pour une utilisation aussi rationnelle que possible du réseau et d'éviter ainsi les extensions onéreuses, les tarifs d'utilisation du réseau seront ajustés afin de mieux respecter le principe de causalité. La puissance utilisée par le consommateur final aura désormais plus de poids que l'énergie soutirée.

La CCIG soutient cette proposition, car elle devrait permettre de calibrer au mieux l'extension du réseau au plus juste et d'absorber l'essor de la production d'électricité décentralisée et des futurs agents de stockage.

4. Régulation Sunshine

Actuellement, l'EICom (Commission fédérale de l'électricité) compare chaque année les prestations des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). La régulation Sunshine sera inscrite dans la loi et les résultats seront publiés par la Commission. Les clients finaux pourront ainsi comparer les GRD directement, ce qui motivera ces derniers à réduire les inefficacités et introduire des smartgrids. Si les améliorations visées au niveau de l'efficacité des coûts s'avèrent insuffisantes, une régulation incitative plus stricte sera introduite.

Un consensus existe sur le fait que le système actuel n'incite pas assez les gestionnaires de réseau à améliorer leur efficacité. La CCIG soutient l'introduction d'une possibilité de comparer les GRD dans plusieurs domaines et de publier les résultats ainsi obtenus (contrôle ex post) et ainsi que la mise en place d'une régulation incitative si résultats sont insatisfaisants (contrôle ex ante).

5. Flexibilités

La flexibilité électrique est la capacité d'un site à modifier sa courbe de consommation (à la hausse comme à la baisse) pour réduire un déséquilibre entre production et consommation sur un réseau électrique. Aujourd'hui elle figure dans la tarification, mais est mutualisée. Les flexibilités permettent d'optimiser le réseau plutôt que de l'agrandir.

La révision propose une réglementation de l'utilisation de la flexibilité pour les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage. La CCIG soutient ce point car l'utilisation des flexibilités dans le réseau de distribution permet de soutenir la production énergétique décentralisée et l'essor des systèmes de mesure intelligents.

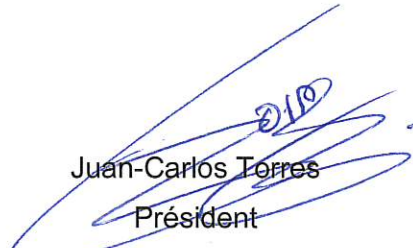
6. Gestion, sécurité et protection des données

Au cours des prochaines années, l'approvisionnement en électricité va devenir de plus en plus dépendant des systèmes de données. La Confédération a indiqué dans son rapport explicatif que les dispositions proposées autoriseraient également la création d'un centre de données centralisé ("datahub"). L'étude correspondante (Kosten-Nutzen-Analyse und regulatorischer Handlungsbedarf, OFEN, octobre 2018) met aussi en avant les avantages significatifs sur le plan économique d'une telle solution.

La CCIG est favorable à ce que les exigences en matière de gestion, de sécurité et de protection des données soient complétées. Des règles sont nécessaires afin de pouvoir établir des processus systématiques en ce qui concerne les données. La CCIG soutient également la création d'un centre de données national qui apparaît être l'option la plus judicieuse du point de vue économique et au vu de l'ampleur que prend la numérisation. Une centralisation et une uniformisation des divers processus devraient également apporter des avantages en termes de sécurité des données.

En vous remerciant de l'attention que vous voudrez bien porter à ces éléments, nous vous prions d'agréer, Monsieur, nos salutations distinguées.

Chambre de commerce, d'industrie et des services de Genève



Juan-Carlos Torres
Président



Nathalie Hardyn
Directrice du Département politique

La Chambre de commerce, d'industrie et des services de Genève (CCIG) a pour objectif d'assurer une économie forte, permettant aux acteurs qui constituent le tissu économique local d'exercer leur activité de manière pérenne. Association de droit privé, indépendante des autorités politiques, la CCIG fait entendre la voix des entreprises, par exemple lors de consultations législatives cantonales et fédérales, et en formulant des propositions ayant trait aux conditions cadre économiques. La CCIG compte plus de 2 500 entreprises membres.

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung
3003 Bern
stromvg@bfe.admin.ch

Zürich, 22. Januar 2019

VERNEHMLASSUNG ZUR REVISION DES STROMVERSORGUNGS- GESETZES (STROMVG)

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verein Energy Certificate System ECS Schweiz (kurz ECS Schweiz, CHE-112.662.935) wurde zu einer Stellungnahme im Rahmen der bis zum 31. Januar 2019 dauernden Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) eingeladen. Für diese Möglichkeit der Meinungsäusserung möchten wir uns bedanken.

Ziel von ECS Schweiz ist die nationale Bündelung und Unterstützung der Aktivitäten in den Bereichen Stromzertifikate, Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung. Träger des Vereins sind verschiedene Schweizer Energieversorger, -händler und -lieferanten sowie Interessengruppen der Branche. Weitere Informationen zu ECS Schweiz, wie auch ein detailliertes Mitgliederverzeichnis, finden sich unter www.ecs-schweiz.ch

Im Rahmen von Anhörungen, Vernehmlassungen oder Konsultationen äussert sich ECS Schweiz nur zu Themenstellungen, welche nahe bei den statutarisch festgelegten Kernthemen von ECS Schweiz liegen (Stromzertifikate, Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung).

In Konsequenz äussert sich ECS Schweiz auf den nächsten Seiten nur zu Fragestellungen, welche diese Kernthemen beinhalten oder tangieren.

Wir bitten Sie, unsere Vernehmlassungsantwort entgegenzunehmen und bei den weiteren Arbeiten zu berücksichtigen.

Besten Dank und freundliche Grüsse

Louis von Moos
ECS-Geschäftsführer

Detaillierte ECS-Vernehmlassungsantwort zur Revision StromVG

Unterstützte Anpassung

Die im Rahmen der Vernehmlassung vorgeschlagene Anpassungen folgendes Artikels wird durch ECS grossmehrheitlich¹ unterstützt:

Art. 6, Abs. 2, Grundversorgung

„Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer sowie überwiegend oder ausschliesslich erneuerbarer Energie beruht.“²

Ausführungsdetails:

- Der Nachweis sowohl der Inlandherkunft wie auch der Herkunft des zur Stromproduktion verwendeten Energieträgers ist durch Herkunftsnachweise (HKN) zu erbringen.
- Es ist sicherzustellen, dass dank geeigneter automatisierter Abwicklung im HKN-System und möglichst schlanker regulatorischer Implementierung der Vollzugsaufwand bei den einzelnen EVUs überschaubar bleibt.
- Das bedeutet unter anderem, dass Strom und Herkunftsnachweise weiterhin separat beschafft und eingesetzt werden können.

Ausblick auf die nächste HKSV³-Revision

I. Quartalscharfe HKN-Bilanzierung

Im Erläuternden Bericht, Seite 29, findet sich im Sinne eines Ausblicks folgende Ausführung:

Stromkennzeichnung: „Bisher erfolgt die Hinterlegung der Herkunftsnachweise (HKN) auf Jahresbasis, d.h. die Stromkennzeichnung erfolgt in der Granularität eines ganzen Kalenderjahres. Es spielt dabei keine Rolle, zu welchem genauen Zeitpunkt innerhalb des Kalenderjahres die Produktion bzw. der Verbrauch erfolgt ist. Das heisst, dass zum Beispiel der Verbrauch im Winterquartal mit HKN aus dem Sommer gedeckt werden kann. Um die Übereinstimmungsperiode von Produktion und Verbrauch in der Stromkennzeichnung zeitlich anzugleichen und somit realitätsnäher und im Sinne einer verbesserten Transparenz abzubilden, wäre anstelle einer jährlichen auch eine quartalsweise oder monatliche Hinterlegung von HKN denkbar (monatliche Übereinstimmung von produzierten HKN mit dem im selben Monat entsprechenden Verbrauch). Die Stromkennzeichnung selbst muss dabei weiterhin wie bisher nur einmal jährlich mittels HKN vorgenommen werden“.

„Die Übereinstimmungsperiode von Produktion und Verbrauch ist in der Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung vom 1. November 2017 (HKSV, SR 730.010.1) geregelt, welche vom Departement zeitgleich im Rahmen der Verordnungsänderungen zur Revision des StromVG voraussichtlich auf den Wert von einem Quartal angepasst werden wird. Die Periode für die Erfüllung des vorgeschriebenen Mindestanteils an Schweizer erneuerbaren Energien in der Grundversorgung (Standardprodukt) kann grundsätzlich gleich oder grösser als die Übereinstimmungsperiode der Stromkennzeichnung gewählt werden. Ziel ist es, die Periode für die Erfüllung des Mindestanteils im Standardprodukt mittelfristig an die Übereinstimmungsperiode von Produktion und

¹ Die Neuregelung Grundversorgung mit Schweizer Strom aus erneuerbarer Energie (EE) lehnt ein ECS-Marktakteur explizit ab, welcher in den vergangenen Jahren ein EE-Kraftwerksportfolio im benachbarten Ausland zum Bezug von Herkunftsnachweisen in die Schweiz investiert hat und auch zukünftig weitere ausländische Investitionen tätigen wird. Mit einer gesetzlichen Vorgabe zur Herkunft der Energie und zur ökologischen Qualität werden neue Verzerrungen und eine künstliche Preisdifferenz im Vergleich zum Markt geschaffen. Bei der Festlegung des Mindestanteils an erneuerbarer Energie auf Verordnungsstufe muss dem Umstand Rechnung getragen werden, dass der Jahresverbrauch durch die Jahresproduktion Schweizer Wasserkraft gedeckt ist nicht aber ein monatlicher bzw. quartärlischer Verbrauch. Antrag dieses ECS-Marktakteurs: Art. 6 Abs. 2 soll gestrichen werden.

² ECS nimmt keine Stellung dazu, ob a) es im freien Markt noch eine Grundversorgung haben soll oder nicht und b) ob in einer solchen Grundversorgung ein Standard-Elektrizitätsprodukt anzustreben ist. Falls aber ein solches Produkt gewünscht ist, befürwortet ECS, dass dieses auf einheimischer sowie überwiegend oder ausschliesslich auf erneuerbarer Energie beruht.

³ Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV) vom 01.11.17, Stand am 01.01.18

Verbrauch in der Stromkennzeichnung anzugleichen. Die Herkunftsnachweise von erneuerbaren Energien werden dadurch in der Winterjahreshälfte einen höheren Wert erhalten“.

Im Wissen, dass die obgenannten allfälligen Anpassungen der HKSV aktuell nicht Gegenstand der Vernehmlassung sind, erlaubt sich ECS Schweiz untenstehend ein paar erste Punkte zur Thematik einzubringen.

Wichtig: Die Detaildiskussion der Thematik „Quartalsscharfe HKN-Bilanzierung“ hat bei ECS noch nicht stattgefunden, diese wird im Zusammenhang mit der nächsten HKSV-Revision erfolgen. Im Rahmen von ersten Diskussionen der Thematik bei ECS hatte und hat sich gezeigt, dass die ECS-Unternehmen dazu unterschiedliche Positionen haben (von Unterstützung⁴ bis hin zu Ablehnung⁵).

Erste Inputs zur Thematik

- Schritte hin zu einer sinnhaften Transparenzerhöhung für die Kunden sind grundsätzlich prüf- und unterstützungswürdig (Erhöhung der Stromtransparenz).⁶
- Es ist sicherzustellen, dass dank geeigneter automatisierter Abwicklung im HKN-System und möglichst schlanker regulatorischer Implementierung der Vollzugsaufwand bei den einzelnen EVUs überschaubar bleibt⁷.
- Verschiedene Bilanzierungsperiodizitäten (Jahr, Quartal, Monat) in den verschiedenen Anwendungsfeldern (Grundversorgung, freier Markt, Stromkennzeichnung etc.) sind zu vermeiden. Eine solche Komplexität dürfte in der Realität nur schwer/kaum bewältigbar sein.

Im Rahmen der nächsten HKSV-Revision sind zudem folgende Punkte II. bis V. ebenfalls zu prüfen/anzupassen (vgl. auch Ausführungen in der ECS-Vernehmlassungsantwort zur Teilrevision der Energieverordnung EnV und der HKSV vom 22.10.18):

II. Ausweisung von Umweltauswirkungen im Rahmen der Stromkennzeichnung
III. HKN-Lebensdauer
IV. Konstrukt „Lieferantenmix“
V. Optimierung der Stromkennzeichnungs-Wahrnehmung

II. Ausweisung von Umweltauswirkungen im Rahmen der Stromkennzeichnung

Die Liste in HKSV, Art. 8 ist um einen weiteren Punkt (Buchstaben) zu ergänzen wie folgt: „e. die durch die gelieferte Elektrizität verursachten Umweltauswirkungen – zumindest in Bezug auf CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall; die Details sind im Anhang I geregelt.“

Im Anhang I ist in der Detailregelung folgendes festzuhalten: Für die einzelnen Erzeugungstechnologien sind die durchs UVEK in der Liste „XY“ definierten Standardwerte einzusetzen. Von diesen Standardwerten kann in folgenden Fällen abgewichen werden:

- a) Falls detaillierte kraftwerksspezifische Untersuchungen beigebracht werden, welche dem aktuellen Stand der Technik entsprechen (Kraftwerkspezifische Genehmigung durchs UVEK notwendig).

⁴ Vorgebrachte Gründe der Unterstützung (stichwortartig, zuhanden der erwähnten noch ausstehenden ECS-Detaildiskussion): Mehr Glaubwürdigkeit gegenüber den Endkunden (entspricht dem realen Verbrauch Monat resp. Quartal), mehr Volatilität im HKN-Markt (Preis gemäss tatsächlicher Nachfrage und Angebot), Unterstützung EE-Produktion.

⁵ Vorgebrachte Gründe der Ablehnung (stichwortartig, zuhanden der erwähnten noch ausstehenden ECS-Detaildiskussion): Mehraufwand, Verteuerung für Endkunden, Interesselage der Endkunden, Datenqualität (Echtwerte vs. Schätzwerte), Einführungszeitpunkt/Übergangsphase für bestehende Verträge, Koordinierungsprobleme mit KEV-Quote, HKN-Reservehaltung und Zusatzzertifizierungen sowie CH-HKN-Markt schon heute nicht genügend liquide (bei J-Bilanzierung der Stromkennzeichnung), führt zu erheblichen Mehr-Aufwendungen für die HKN-Prognose und –Beschaffung mit entsprechenden Mehrkosten für die Endverbraucher.

⁶ Voraussetzung wäre, dass Echtwerte genügend zeitnah verfügbar sind, eine Basierung auf Schätzwerten ist wenig/nicht zielführend (Problematik der Kleinanlagen).

⁷ Insbesondere für EVUs mit vielen Kunden sowie EVUs mit Kleinkunden sind geeignete systembasierte Lösungen aus dem HKN-System heraus zwingend notwendig.

- b) Im Exportfall ist es zulässig, nur die betrieblichen Emissionen gemäss Liste YZ anzuwenden (direkte Emissionen, entspricht der in der EU gängigen Praxis).

Hintergrund: Die Einführung dieser Bestimmung bzgl. Umweltauswirkungen ist zentral, um die europäische Akzeptanz und Anerkennung der CH-Stromkennzeichnung sicherzustellen. Diese Bestimmung entspricht sowohl derjenigen in der aktuell gültigen EU-Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9, Bst. b) wie auch der geplanten Bestimmung in der kommenden EU-Richtlinie für den Zeitraum 2021-2030. Die Forderung zur Implementierung einer entsprechenden Bestimmung wurde sowohl im BFE-Bericht vom 04.09.14 mit dem Titel „Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung“ wie auch in den beiden europäischen Projekten E-Track und RE-DISS erkannt und bejaht.

Zudem dürfte dies eine weitere Voraussetzung für eine potenzielle Anerkennung gemäss Art. 19.11 der neuen EU-RES-Direktive⁸ (RED II) sein („HKN-Drittstaatenanerkennung“).

III. HKN-Lebensdauer

Die aktuell in der HKSV, Art. 1, Abs. 4, geregelte HKN-Lebensdauer ist vor dem Hintergrund der kommenden RED II-Implementierung zu analysieren und mutmasslich geeignet anzupassen.

Wichtig: Die Detaildiskussion der Thematik „HKN-Lebensdauer“ hat bei ECS noch nicht stattgefunden, diese wird im Zusammenhange mit der nächsten HKSV-Revision erfolgen. Im Rahmen von ersten Diskussionen der Thematik bei ECS hatte und hat sich gezeigt, dass die ECS-Unternehmen dazu unterschiedliche Positionen haben.

Zu grundsätzlichen möglichen Implementierungsoptionen vgl. das „ECS-Faktenblatt HKN-Lebensdauer, Stand 05.12.18“ am Schluss der vorliegenden Stellungnahme⁹.

IV. Konstrukt „Lieferantenmix“

Das Konstrukt „Lieferantenmix“ wurde und wird bei ECS kontrovers diskutiert (vgl. auch entsprechende Ausführungen unter Pkt. 6 in der ECS-Vernehmlassungsantwort vom 06. April 2017 im Rahmen der Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050).

ECS Schweiz behält sich vor, allenfalls im Rahmen der kommenden HKSV-Revision mit konkreten Anpassungsvorschlägen beim BFE vorstellig zu werden.

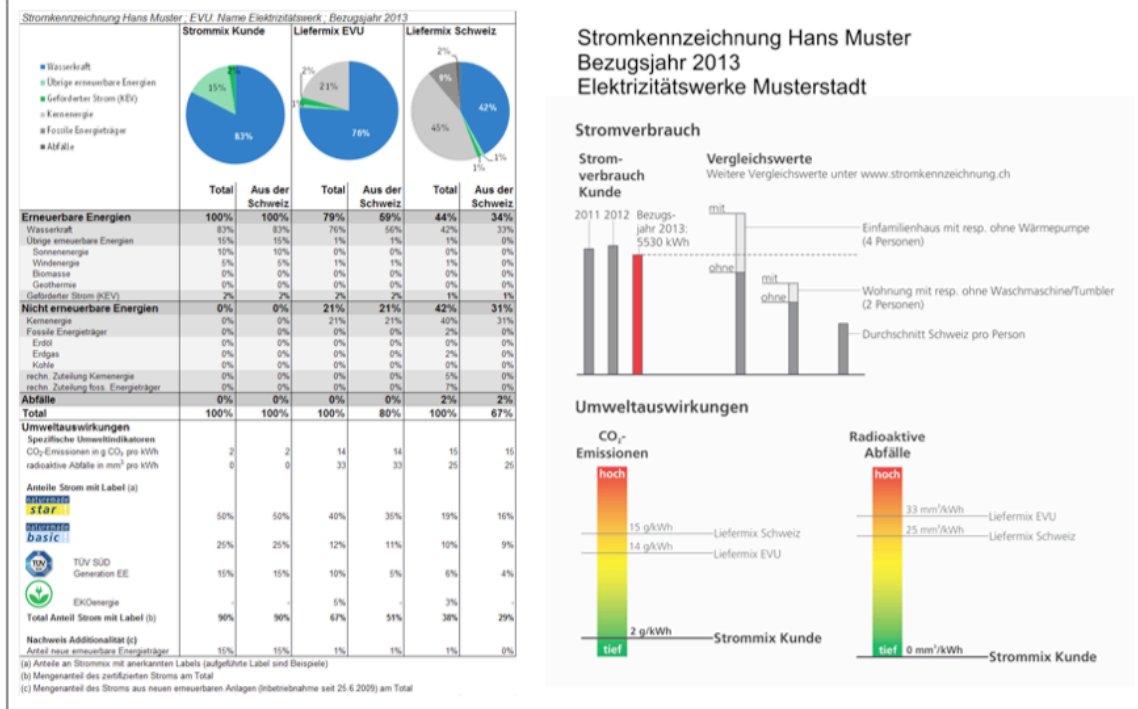
V. Optimierung der Stromkennzeichnungs-Wahrnehmung

Weiterentwicklung der aktuell existierenden einfacheren (Excel-basierten) Stromkennzeichnung hin zu einer aufwändigeren/aussagekräftigeren (Farbcode/Stromkennzeichnungsetikette o.ä.) Darstellung, vgl. BFE-Bericht vom 04.09.14 mit dem Titel „Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung“. Es ist ein vernünftiges Mass der Informationsvermittlung anzustreben, welches mit vertretbarem Abwicklungsaufwand ein Mehrwert für die Kundinnen darstellt. Wichtig ist das zur Verfügung stellen von Standardwerten und Masken im SHKN (Stichwort „Stromkennzeichnung per Knopfdruck im SHKN“). Nachfolgendes Illustrationsbeispiel stammt aus dem BFE-Bericht vom 04.09.14, Seite 12:

⁸ EU-Directive 2018/... on the promotion of the use of energy from renewable sources, A8-0392/359, Stand am 07.11.18

⁹ Hinweis: Die dargestellte Option A wird von einem ECS-Marktakeur explizit abgelehnt wegen stark eingeschränkter HKN-Transfermöglichkeiten/zunehmende Unmöglichkeit der Adjustierungen ab Beginn des Folgejahres/stark erhöhter HKN-Reservehaltungsbedarf (Detaildiskussion der Thematik im Rahmen der kommenden HKSV-Revision).

VORSCHLAG FÜR DIE ZUKÜNFTIGE SKZ-DARSTELLUNG



Figur 2 Illustration der zukünftigen SKZ-Darstellung (ambitionierte Variante).

Faktenblatt HKN-Lebensdauer, Stand 05.12.18

Aktuell gültige Regelung gemäss HKSV¹⁰, Art. 1, Abs. 4

Ein Herkunftsnachweis, der nicht bis zwölf Monate nach Ende des jeweiligen Produktionszeitraums entwertet wird, verliert seine Gültigkeit und kann nicht mehr verwendet werden. Ein Herkunftsnachweis, dessen Produktionszeitraum entweder der Monat Januar, Februar, März oder April oder das ganze erste Quartal ist, verliert seine Gültigkeit erst Ende Mai des Folgejahres.

Wortlaut in der kommenden RED II¹¹

RED II, Art. 19, Abs. 3

For the purposes of paragraph 1, guarantees of origin shall be **valid for 12 months after the production** of the relevant energy unit. Member States shall ensure that all guarantees of origin that have not been cancelled **expire at the latest 18 months after the production** of the energy unit. Member States shall include expired guarantees of origin in the calculation of their residual energy mix.

RED II, Art. 19, Abs. 4

For the purposes of disclosure referred to in paragraphs 8 and 13, Member States shall ensure that energy companies cancel guarantees of origin **at the latest six months after the end of the validity of the guarantee of origin**.

Mögliche Umsetzung der Bestimmungen RED II, Art. 19.3 und 19.4

Vorbemerkung

Ob sich in den von der RED II betroffenen europäischen Staaten eine einheitliche Interpretation der HKN-Lebensdauer durchsetzen wird, kann derzeit nicht abgeschätzt werden. Die Implementierung der RED II in den einzelnen Ländern hat gemäss Art. 36.1 bis spätestens 30.06.21 zu erfolgen.

3 Mögliche Implementierungsoptionen

Nachfolgend werden 3 mögliche Implementierungsoptionen A, B und C zu den relevanten Art. 19.3 und 4 skizziert, basierend auf dem aktuellen Stand des Wissens.

Beim Vorliegen neuer Erkenntnisse erfolgt ein entsprechendes Update des vorliegenden ECS-Faktenblatts.

¹⁰ Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV) vom 01.11.17, Stand am 01.01.18

¹¹ EU-Directive 2018/... on the promotion of the use of energy from renewable sources, A8-0392/359, Stand am 07.11.18

Implementierungsoption A (enge Auslegung)

Ein Herkunftsnachweis des jeweiligen Produktionsmonats ist bis Ende des gleichlautenden Produktionsmonats im Folgejahr gültig. Die Löschung hat bis maximal 18 Monate nach Ende des jeweiligen Produktionsmonats zu erfolgen. Alle bis zu diesem Zeitpunkt nicht eingesetzten Herkunftsnachweise verlieren danach ihre Gültigkeit.

Begründung:

- Die Umsetzung der Stromkennzeichnung ist sichergestellt, da kein HKN vor Ende Juni des Folgejahres seine Gültigkeit verliert (Ausweisung Lieferantenmix hat bis Mitte Folgejahr zu erfolgen).
- Es handelt sich um eine enge Implementierung der „12- plus 6-Monatsregel“.

Implementierungsoption B (Fokus Stromkennzeichnung Schweiz)

Ein Herkunftsnachweis des jeweiligen Produktionsjahrs ist bis Ende Juni des Folgejahres gültig, frei handelbar und ist bis maximal zu diesem Zeitpunkt für die Stromkennzeichnung einsetzbar. Alle bis zu diesem Zeitpunkt nicht eingesetzten Herkunftsnachweise verlieren danach ihre Gültigkeit.

Begründung:

- Die vorgeschlagene Bestimmung unterstützt eine sinnvolle Abwicklungs-Flexibilität und – Vereinheitlichung im Zusammenhang mit der Abwicklung der Stromkennzeichnung (Ausweisung Lieferantenmix hat bis Mitte Folgejahr zu erfolgen).
- Es handelt sich um eine zielführenden und marktnahe Implementierung der „12- plus 6-Monatsregel“.

Implementierungsoption C (maximale Flexibilität)

Herkunftsnachweise sind bis maximal 18 Monate nach Ende des jeweiligen Produktionsmonats gültig. Sie sind für eine Kennzeichnungsperiode der Strombeschaffung bzw. -lieferung maximal 12 Monate nach Ende des jeweiligen Produktionsmonats einsetzbar.

Begründung:

- Der Begriff „valid“ bezieht sich auf die Kennzeichnungsperiode (Verwendung). Der Begriff „expiry“ bezieht sich auf die Übertragbarkeit und Abwicklung zwecks Verwendung eines Herkunftsnachweises.
- Die Implementierung funktioniert im Zusammenhang mit der Schweizer Stromkennzeichnung (Ausweisung Lieferantenmix hat bis Mitte Folgejahr zu erfolgen).
- Abgeleitet von den Regeln der Schweizer Stromkennzeichnung bedeutet das faktisch, dass Schweizer Herkunftsnachweise in der Schweiz 18 Monate nach Produktionsmonat verfallen, aber lediglich bis 30.6. folgend dem Produktionsjahr für die Stromkennzeichnung verwendet werden können.
- Schweizer Herkunftsnachweise können auch für andere Regelsysteme eingesetzt werden, wenn die Kennzeichnungsperioden nicht einem Kalenderjahr (bsp. 1.4. – 31.3.) oder die Kennzeichnungsperioden kleiner sind als ein volles Jahr (Semester-, Quartals-, Monatskennzeichnung).



Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

U/Ref
Telefon

Beat Gassmann
044 815 15 15

Kloten, 22. Januar 2019

Stellungnahme Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)
Beurteilung Vernehmlassungsvorlage BFE und Vorschlag neues Marktdesign

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) im Rahmen der Vernehmlassung Stellung nehmen zu können. Die geplante Revision tangiert die grundlegenden Rahmenbedingungen sämtlicher Elektrizitätsversorgungsunternehmen und ist darum für uns von grossem Interesse.

Da das geltende StromVG den Anforderungen einer stetig wachsenden dezentralen Stromversorgung nicht mehr genügt, steht die Industrielle Betriebe Kloten AG der Idee einer Revision grundsätzlich positiv gegenüber. Der Vernehmlassungsentwurf weist jedoch eine Reihe von Schwächen auf – so bleibt unter anderem das bestehende Marktdesign nahezu unangetastet, was einer erfolgreichen Umsetzung der Energiestrategie 2050 zuwiderläuft. Das neue StromVG hat jedoch zwingend zu gewährleisten, dass die Versorgungssicherheit sowie die Gesamtökonomie der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert werden.

Die Industrielle Betriebe Kloten AG schliesst sich daher der Eingabe des Dachverbands Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) vom 18. Januar 2019 an, und wir bitten Sie, dessen Vorschläge bei der Überarbeitung der Gesetzesvorlage zu berücksichtigen. Für Ihre Bemühungen danken wir Ihnen im Voraus bestens und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Industrielle Betriebe Kloten AG

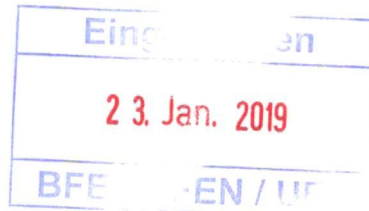

Beat Gassmann
Direktor


Kirsten Weidmann
Leiterin Finanz +
Rechnungswesen

*Sicher und
gut versorgt!*

Aetigkofen, 21. Januar 2019

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern



GEBNET AG
Hauptstrasse 21
4583 Aetigkofen

Telefon 032 677 16 96
Fax 032 677 16 54
info@gebnet.ch
www.gebnet.ch

Stellungnahme Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Beurteilung Vernehmlassungsvorlage BFE und Vorschlag neues Marktdesign

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) im Rahmen der Vernehmlassung Stellung nehmen zu können. Die geplante Revision tangiert die grundlegenden Rahmenbedingungen sämtlicher Elektrizitätsversorgungsunternehmen und ist darum für uns von grossem Interesse.

Da das geltende StromVG den Anforderungen einer stetig wachsenden dezentralen Stromversorgung nicht mehr genügt, steht die GEBNET AG der Idee einer Revision grundsätzlich positiv gegenüber. Der Vernehmlassungsentwurf weist jedoch eine Reihe von Schwächen auf – so bleibt unter anderem das bestehende Marktdesign nahezu unangetastet, was einer erfolgreichen Umsetzung der Energiestrategie 2050 zuwiderläuft. Das neue StromVG hat jedoch zwingend zu gewährleisten, dass die Versorgungssicherheit sowie die Gesamtökonomie der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert werden.

Die GEBNET AG schliesst sich daher der Eingabe des Dachverbands Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) vom 18. Januar 2019 an, und wir bitten Sie, dessen Vorschläge bei der Überarbeitung der Gesetzesvorlage zu berücksichtigen. Für Ihre Bemühungen danken wir Ihnen im Voraus bestens und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

GEBNET AG



Peter Woodtli
Geschäftsführer



Peter Hug
Leiter Netz

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern



Bischofszell, 23.01.2019

Stellungnahme Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Beurteilung Vernehmlassungsvorlage BFE und Vorschlag neues Marktdesign

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) im Rahmen der Vernehmlassung Stellung nehmen zu können. Die geplante Revision tangiert die grundlegenden Rahmenbedingungen sämtlicher Elektrizitätsversorgungsunternehmen und ist darum für uns von grossem Interesse.

Da das geltende StromVG den Anforderungen einer stetig wachsenden dezentralen Stromversorgung nicht mehr genügt, stehen die Technischen Gemeindebetriebe Bischofszell der Idee einer Revision grundsätzlich positiv gegenüber. Der Vernehmlassungsentwurf weist jedoch eine Reihe von Schwächen auf – so bleibt unter anderem das bestehende Marktdesign nahezu unangetastet, was einer erfolgreichen Umsetzung der Energiestrategie 2050 zuwiderläuft. Das neue StromVG hat jedoch zwingend zu gewährleisten, dass die Versorgungssicherheit sowie die Gesamtökonomie der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert werden.

Die Technischen Gemeindebetriebe Bischofszell schliessen sich daher der Eingabe des Dachverbands Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) vom 18. Januar 2019 an, und wir bitten Sie, dessen Vorschläge bei der Überarbeitung der Gesetzesvorlage zu berücksichtigen. Für Ihre Bemühungen danken wir Ihnen im Voraus bestens und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse


Michael Böckli
Bereichsleiter EV


Techn. Gemeindebetriebe
Hofplatz 1
9220 Bischofszell
Elektrizitätsversorgung

Ihre Referenz:
Unsere Referenz: CMO, MNe

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Murten, 24. Januar 2019

Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) äussern zu dürfen.

Die Industriellen Betriebe Murten sind ein regional verankertes Querverbundunternehmen, das für ihre Kundinnen und Kunden die Versorgung von Elektrizität, Trinkwasser und Fernwärme sicherstellt.

Da die Vorschläge für das Strommarktdesign nicht überzeugen bzw. lückenhaft sind, weist IB-Murten die Revision des StromVG zur Überarbeitung zurück. Im Weiteren werden unten spezifische Themen aufgegriffen und erläutert.

1. Zweiter Marktöffnungsschritt

Aus dem Faktenblatt ist zu entnehmen, dass rund 30 TWh an freie Endkunden geliefert werden. Dies entspricht einem durchschnittlichen Verbrauch von rund 900'000 kWh pro Endkunde. Bei einem angenommen vertraglich vereinbarten Strompreis von 5 Rp/kWh betragen die Stromkosten (ohne Netz, Abgaben) rund CHF 45'000.-. Wird die selbe Rechnung für die grundversorgten Kunden angestellt, dann stellen wir fest, dass der durchschnittliche Verbrauch rund 6000 kWh und die Stromkosten CHF 480.- (8 Rp/kWh) betragen. Die Verhältnisse betragen für den Verbrauch 1:150 (900'00/6000) und für die Stromkosten 1:94 (45'000/480). Aus dieser Analyse geht hervor, dass der Anreiz, Lieferant zu wechseln, für grundversorgte Kunden eher gering ist. Da die Wechselkosten der beiden Kundengruppen in etwa gleich hoch sein werden, werden für die Branche hohe Kosten anfallen, die jedoch wenig Nutzen hervorbringen werden.

Der Beizug auf den Seiten 20 und 21 des erläuternden Berichts erwähnte Ländervergleich als Argument für den Nutzen eines zweiten Marktöffnungsschrittes ist nicht zulässig, da die Strompreise weder kaufkraft- noch wechselkursbereinigt sind. Eine seriösere Analyse der Strompreise täte hier gut.

Der jährlich mögliche Wechsel von Markt in die Grundversorgung zeigt deutlich, dass bei der Gesetzgebung nicht eindeutig klar ist, ob nun die volle Marktöffnung für kleine Endverbraucher gut ist oder nicht. Die vorgeschlagene jährliche Wechselmöglichkeit tönt zwar gut, ist technisch

vermutlich realisierbar, jedoch in erster Linie politisch motiviert und fraglich. Wollen wir nun den Markt öffnen oder nicht?

Die Stromkennzeichnung soll zeitlich ausgeglichen werden. Was gut klingt, wird wohl kaum möglich sein. Die Schweizer Wasserkraft weist eine z.T. sehr hohe Saisonalität auf und lässt eine monatlich ausgeglichene HKN-Bilanz eher schwierig werden. Das gleiche gilt für andere Produktionstechnologien wie z.B. PV. Zudem wird eine quartalsweise oder gar monatliche Kennzeichnung der Produktqualität für die Kundinnen und Kunden keinen Mehrwert bringen.

Position: IB-Murten schliesst aus den oben erwähnten Erwägungen, dass zu viele Themen nicht durchdacht scheinen und in ihren Anwendungen kaum geprüft wurden und daher nicht praxistauglich sind. Daher lehnen wir die vollständige Markttöffnung ab solange das Marktdesign ungenügend ausgestaltet ist.

2. Erneuerbarer Schweizer Strom für die Grundversorgung

Die Pflicht, Kunden in der Grundversorgung standardmässig und ausschliesslich mit Strom aus der Schweiz zu versorgen, welcher zu einem Mindestanteil aus erneuerbaren Energien produziert werden muss, stellt eine grosse Marktverzerrung dar und ist mit der vollständigen Markttöffnung kaum vereinbar. Die durch diese Massnahme gesetzlich angeordnete Erhöhung der Nachfrage lässt vermuten, dass sie zu insgesamt höheren Preisen führen wird; dies in einem bereits nicht transparenten und nicht nachvollziehbaren Markt für CH-Wasserkraftzertifikate (siehe Grafik unten).

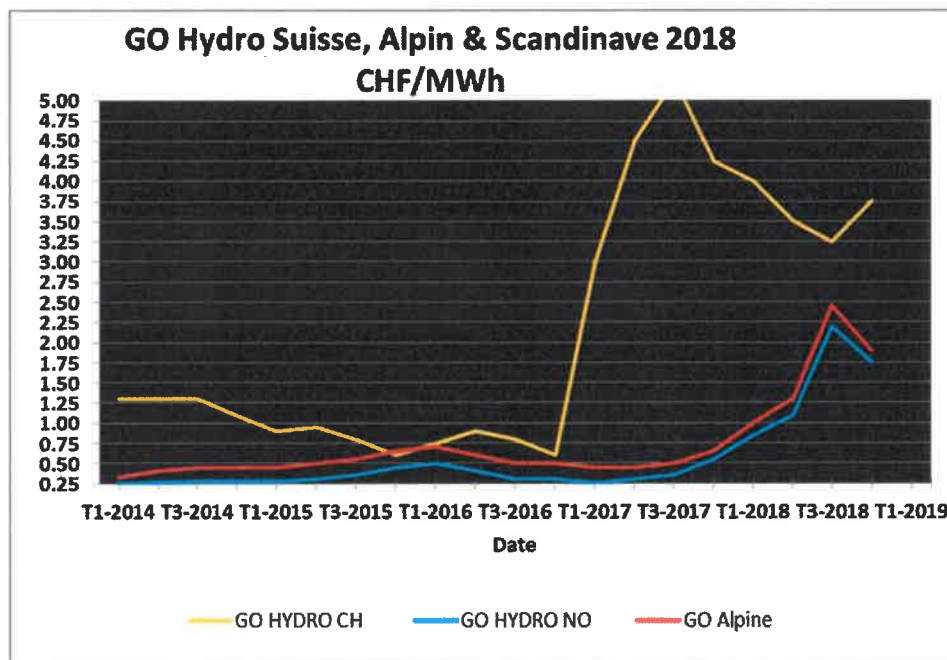


Abbildung: Preisentwicklung von HKN (GO, garanties d'origine) diverser Herkunft, 13.11.2018
(HYDRO NO: Wasserkraft Norwegen; Alpine: Italien, Österreich, Frankreich)

Zudem hätte dieser Pflichtbezug vermutlich einen glättenden Effekt auf die Stromtarife, der wiederum zu einer Verringerung der heutigen Tariffdifferenzen, jedoch aus weiter oben erwähnten Gründen hin zum oberen Teil der Bandbreite der Tarife führen würde.

Es besteht seit langem ein ordnungspolitischer Drahtseilakt zwischen der öffentlichen Hand, als Aktionär von den meisten Schweizer Wasserkraftwerken, und den Konzessionsgebern (meist Bergkantone und/oder -gemeinden). Der Aktionär will eine Dividende und die Konzessionsgeberin will eine hohe Konzessionsabgabe erhalten. Da die Positionen zwischen beiden Seiten verhärtet zu sein scheinen, wird nun versucht, über das StromVG eine weitere Unterstützung der Schweizer Wasserkraftwerke zu erzwingen. Damit wird jedoch das eigentliche Problem nicht gelöst und auf die lange Bank geschoben. Zuletzt ist hier festzuhalten, dass der Pflichtbezug zu einer ordnungspolitischen nicht zulässigen Bevorzugung von Energieversorgungsunternehmen mit eigenen Wasserkraftwerken in der Schweiz führen würde.

Position: IB-Murten lehnt den Pflichtbezug von Strom aus Schweizer erneuerbaren Energien in der Grundversorgung ab.

3. Verursachergerechte Netztarifierung

IB-Murten begrüsst die Erkenntnis der Gesetzgebung, dass die Leistung der wesentliche Kostentreiber bei den Stromnetzen darstellt. Der schleichenden Entsolidarisierung der Netze kann damit vorerst Einhalt geboten werden.

Position: IB-Murten unterstützt die Senkung der Mindestarbeitskomponente für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung von 70% auf 50%.

4. Messwesen und nationale zentralisierte Datenplattform

Das Messwesen ist ein zentrales Element für eine funktionierende Versorgung mit Elektrizität und ist eng gekoppelt mit dem regulierten Netzbetrieb. Falls es Kosten- und/oder Qualitätsprobleme gibt, müssen die bereits heute vorhandenen Werkzeuge eingesetzt werden. Diese sind:

- Regulierung durch die ElCom
- Vorgesehene Sunshine-Regulierung

Bei Kosten- und/oder Qualitätsproblemen besteht für jeden Endverbraucher bereits heute die Möglichkeit bei der ElCom zu intervenieren. Eine Teilöffnung des Messwesens verfehlt das eigentliche Ziel, Kosten- und Qualitätsprobleme zu lösen, und wird wegen den zusätzlichen Abstimmungen zu einem Mehraufwand für alle Akteure sowie zu einer Entsolidarisierung führen. Für dieses zu enge Marktsegment wird kein funktionierender Wettbewerb erwartet.

Die Einführung einer zentralisierten Datenplattform steht im Widerspruch zur Timeline des Roll-outs von Smart Metern. Jeder Verteilnetzbetreiber muss bereits heute im Rahmen des Roll-out eine Kundenplattform aufbauen. Zudem wird die Tatsache verkannt, dass die meisten mittelgrossen Versorger Querverbund-unternehmen sind, die ebenfalls für die Messung des Verbrauchs von Trinkwasser und Wärme/Gas verantwortlich sind. Demnach müssen diese Unternehmen bereits heute Lösungen für alle Medien aufbauen und zur Verfügung stellen. Dies führt zu Planungsunsicherheiten ob den Investitionen und verzögert wiederum den Roll-out von Smart

Metern für die Sparte Elektrizität. Allfällige getätigte und nicht mehr werthaltige Investitionen müssten demnach als NAI (Nicht Amortisierbare Investitionen) und ohne Auswirkungen auf die Unternehmen behandelt werden können.

Position: IB-Murten ist gegen eine Öffnung des Messwesens für grosse Verbraucher sowie die Einführung einer verordneten nationalen Datenplattform.

5. Swissgrid

Die nationale Netzgesellschaft ist seit ihrer Gründung zu einem wichtigen Pfeiler der Stromversorgung geworden. Aus diesem Grund ist ein klar geregeltes Vorkaufsrecht mehr als nötig. Der strittige Fall einer kürzlich erfolgten Transaktion hat auch das wirtschaftliche Gewicht einer solchen in ihr wahres Licht gerückt.

Position: IB-Murten stimmt einem Vorkaufsrecht von Kantone, Gemeinden und schweizerisch beherrschten EVU an den Swissgrid-Aktien zu.

Freundliche Grüsse



Charles N. Moser
CEO



Michel Neuhaus
Leiter Infrastruktur Versorgungsnetze

Kopien

Kanton Freiburg, Amt für Energie, Bd de Pérolles 25, 1701 Fribourg
Gemeinde Murten, Rathausgasse 17, 3280 Murten
VSE, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau



AIL SA
C.P. 5131
6901 Lugano

Centro operativo
Via Industria 2
6933 Muzzano

Tel. +41 (0)58 470 70 70
Fax +41 (0)58 470 78 30
www.ail.ch • info@ail.ch

N. rif. A. Prati / cb
Tel. +41 (0)58 470 78 00
Fax +41 (0)58 470 78 30
aprati@ail.ch

Spettabile
Ufficio federale dell'energia (UFE)
Sezione "Regolazione del mercato"
3003 Berna

Invio elettronico a: stromvg@bfe.admin.ch

Muzzano, 24 gennaio 2019

Presa di posizione AIL sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)

Gentili Signore, egregi Signori,

AIL, in veste di maggior Azienda di distribuzione di elettricità della Svizzera italiana, partecipa con piacere alla consultazione avviata il 17 ottobre 2018 dal DATEC sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI).

Qui di seguito ci permettiamo di sottoporvi le nostre riflessioni, considerazioni e proposte in merito ai cinque principali capitoli toccati dalla revisione della normativa: apertura del mercato, Metering e Data Hub, riserva di stoccaggio, Sunshine e flessibilità.

Considerazioni introduttive

Quale punto di riferimento per tutte le normative che regolano il settore elettrico nazionale, compresa quindi la LAEI, deve esserci la sicurezza di approvvigionamento per tutti gli utenti finali. Affinché sussista questa garanzia, sono indispensabili delle regole chiare e di facile applicazione per ogni attore coinvolto nei vari processi. Tutte queste norme devono poi considerare e promuovere un equilibrio ottimale tra costi e benefici.

A nostro avviso l'insieme delle modifiche proposte non considera quanto sopra, dato che introduce diversi nuovi compiti soprattutto a carico dei gestori di rete, che una volta ribaltati sui consumatori finali andrebbero a vanificare i benefici auspicati. Anche a livello tecnico i vari processi diverrebbero più complessi con un quasi inevitabile aumento dei costi.

Considerando questo aumento dei costi sommato a nuovi oneri che certamente scaturiranno da questa revisione di legge (non da ultimo con l'aumento degli attori coinvolti), siamo inoltre certi che con l'apertura completa del mercato non sono da attendersi degli effetti economici positivi per il consumatore finale. Riteniamo pure che alcuni punti siano in contraddizione con gli obiettivi della Strategia energetica 2050.

Riflessioni sui singoli capitoli

Apertura del mercato

AIL è dell'avviso che per il cliente finale il modesto vantaggio economico di un'apertura completa del mercato sarà controbilanciato da un probabile aumento di costi di gestione non negoziabili (imposizioni sempre più rigide da parte del regolatore; costi di sistema come la gestione delle mutazioni). Saranno chiamati soprattutto i piccoli consumatori a sostenere i costi a fronte di un vantaggio economico irrisorio sulla fornitura di energia (categoria H4 max 40 franchi di risparmi annui; H7 max 100 franchi; C2 max 300 franchi all'anno).

Lo spirito della revisione della legge di promuovere le energie rinnovabili indigene è condivisibile. Tuttavia con la forma proposta e l'imposizione che sul servizio universale venga comunque erogata energia rinnovabile indigena, il

cliente è incentivato a cercare energia a prezzi più bassi sul mercato e non necessariamente da fonti ecologiche. Questa possibilità contraddice gli obiettivi della SE 2050.

Fondamentalmente non riteniamo inoltre corretto che i gestori di rete siano obbligati ad accettare in qualsiasi momento un ritorno al servizio universale dei consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 100 MWh, perché in contraddizione con il principio di una liberalizzazione totale del mercato. In ogni caso il ritorno deve essere possibile unicamente annualmente ed entro termini ben precisi come finora per i grossi consumatori.

L'evoluzione tecnologica, che consentirà a ciascun consumatore di gestire il proprio fabbisogno (autoconsumo, batterie, IFV, cogenerazione, Smart Grid, ecc.), e la modifica della legge sull'energia appena entrata in vigore, che consente di creare dei raggruppamenti di consumo proprio, rappresentano di fatto già un'apertura del mercato dal basso e rendono superfluo il concetto di liberalizzazione così come proposto.

Metering

Anche in questo caso siamo contrari a una liberalizzazione della metrologia. Il metering deve rimanere di competenza esclusiva delle aziende anche in funzione delle conoscenze tecniche e delle verifiche successive. Qui di seguito riportiamo solo alcuni dei motivi che rafforzano la nostra tesi.

Posto di misura

- compatibilità delle apparecchiature (contatore e infrastruttura di comunicazione);
- mancanza di monitoraggio da parte delle aziende sulle certificazioni e verifiche successive degli apparecchi per l'aspetto della stabilità della misura;
- confusione in caso di apparecchi installati da terzi in edifici con più dispositivi di telelettura;
- aumento dei costi per acquisti di Smart Meter per i gestori di rete (riduzione dei criteri per l'economia di scala);
- maggiori investimenti iniziali per le infrastrutture tecniche (a carico del consumatore);
- aumento degli stock in magazzino non ammortizzati dovuto al ritorno degli apparecchi sostituiti da terzi (aumento dei costi a carico dei consumatori, maggior impatto ambientale);
- la modifica del punto di misura (complesso in quanto composto da più elementi come trasformatori di misura, contatori, ecc.) genera maggiori costi;
- impossibilità di agire da parte del gestore di rete in caso di emergenza (attuali Smart Meter con contatto per gestione del carico).

Servizi di misurazione

- la complessità del sistema proposto suscita parecchi dubbi sulla qualità dei servizi erogati da terzi;
- maggiore complessità dovuta ai vari attori coinvolti (più attori=più costi);
- il processo di mutazione dei prestatori di servizi richiede una gestione e un'informazione strutturata;
- maggiori costi amministrativi per il numero elevato di attori in gioco (a carico del consumatore finale).

Da notare che i maggiori costi per il gestore di rete saranno sopportati da tutti i clienti finali, anche da quelli che non hanno il diritto di cambiare il proprio fornitore di servizi di misurazione.

Data Hub

Condividiamo il principio che l'instradamento dei dati avvenga centralmente, mentre auspichiamo che la raccolta delle informazioni sia regolata a livello regionale. Va inoltre sottolineato che la centralizzazione di un Data Hub sarebbe in netta contraddizione con la liberalizzazione del Metering. Siamo inoltre dell'avviso che se dovrà essere creato un Data Hub, dovrà essere il settore a determinarne le condizioni e le caratteristiche, non la politica. E' inoltre vero che una centralizzazione nazionale del Data Hub potrebbe contenere i costi di gestione. Esiste tuttavia il pericolo che il gestore di rete perda il Know How acquisito e consolidato da parecchi anni di impegni anche finanziari.

Riserva di stoccaggio

Salutiamo positivamente la proposta di introdurre una riserva di stoccaggio, che deve tuttavia servire unicamente a fronteggiare situazioni straordinarie non prevedibili, ma alcuni punti vanno chiariti meglio.

- Il concetto di riserva di stoccaggio non deve essere vincolato a nessuna tecnologia, affinché possa essere valido anche per il futuro. In particolare devono pure poter partecipare alle gare d'appalto i consumatori finali;

- la riserva di stoccaggio deve formarsi in base alle regole del mercato. Non devono esserci obblighi a partecipare alla riserva per i gestori di impianti di accumulazione, gestori di accumulatori e consumatori;
- va chiarito il ruolo degli attori. La competenza decisionale deve essere unicamente di ElCom e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. ElCom, in veste di regolatore nazionale, può essere considerato come un attore neutrale, mentre Swissgrid è un attore presente sul mercato;
- lo scambio dati va limitato allo stretto necessario per garantire l'esecuzione del contratto. Occorre inoltre rinunciare a divulgare i dati a terzi. Si evitano così imbarazzanti confusioni e sovrapposizioni;
- la remunerazione per l'utilizzo della riserva di stoccaggio deve rispecchiare a grandi linee le condizioni proposte dal mercato.

Sunshine

Il principio di una regolazione Sunshine è condivisibile, ma vanno rivisti i criteri per definire i raggruppamenti e i risultati devono essere spiegati al momento della loro pubblicazione. Rendiamo pure attenti che i risultati vanno interpretati con attenzione, considerando le varie specificità delle singole situazioni, e non possono essere generalizzati e/o presi in considerazione per un giudizio assoluto. In questo senso l'introduzione di una regolazione per incentivi ("Anreizregulierung") non deve essere presa in considerazione automaticamente nel caso l'aumento dell'efficienza non fosse in linea con le aspettative dell'UFE che, se basate su un confronto con l'UE, potrebbero anche risultare ingiustificate.

Infatti il confronto europeo può presentare delle difficoltà per i seguenti motivi;

- standard di costruzione diversi;
- prezzi manodopera/materiale diversi;
- morfologia del territorio;
- standard di sicurezza;
- economia di scala;
- esigenze di protezione del territorio;
- standard di servizio (potenza fornita, ecc.);
- sicurezza dell'approvvigionamento.

ElCom

E' auspicabile che ci sia un regolatore forte e credibile nell'interesse di tutti gli attori coinvolti (certezza del diritto),

Flessibilità

Il principio d'introdurre un meccanismo di maggiore flessibilità e volto ad aumentare l'efficienza dell'intera filiera elettrica è condivisibile. Gli obiettivi prefissati dalla legge rischiano però di essere compromessi vista la presenza di altri attori con obiettivi e comportamenti non allineati con le esigenze della rete. Nel caso peggiore ne potrebbero derivare dei rischi di stabilità della rete e costi supplementari per la gestione della stessa.

Convidiamo dunque i principi di regolamentare la flessibilità come proposto, ma riteniamo necessari dei correttivi che consentano di ottimizzare il sistema dal punto di vista della gestione della rete.

Proposte di modifica di alcuni articoli LAEI

Art. 6 cpv 1:

Mantenere la forma attualmente in vigore dell'art. 6 "Obbligo di fornitura e impostazione tariffale per i consumatori fissi finali".

Eventualmente i capoversi rimanenti vanno adattati come segue:

Art. 6 cpv 2:

"...utilizzo di energia indigena ~~nonché prevalentemente o~~ esclusivamente proveniente da fonti rinnovabili."

Art. 6 cpv 3:

"Le tariffe dell'energia elettrica del servizio universale sono valide per un anno e sono uniformi per i consumatori finali con un profilo di prelievo equivalente".

Art. 6 cpv 4:

da abrogare.

Art. 8a cpv 1:

"Come garanzia in caso di situazioni straordinarie, quali congestioni o interruzioni critiche dell'approvvigionamento, è costituita una riserva di stoccaggio. In questa riserva gli offerenti ritenuti, dietro compenso, detengono energia per un determinato periodo, affinché in caso di necessità sia possibile il prelievo o il mancato consumo di energia elettrica".

Art. 8a cpv 2:

"Possono partecipare alla riserva su base volontaria, i gestori di centrali ad accumulazione e di impianti di stoccaggio come pure consumatori allacciati alla rete elettrica svizzera, nei quali l'energia accumulata in Svizzera può essere trasformata in energia elettrica. Per impianti d'accumulazione confinanti il Consiglio Federale può prevedere delle eccezioni. I gestori partecipanti vengono selezionati annualmente mediante gara pubblica".

Art. 8a cpv 3:

"La ElCom stabilisce annualmente i valori di riferimento della riserva, in particolare:

- a) l'entità della riserva necessaria e il periodo di detenzione della stessa;*
- b) le linee generali:*
 - 1. della gara pubblica;*
 - 2. dell'indennizzo dovuto in caso di prelievo della riserva;*
 - 3. delle multe che i partecipanti sono tenuti a pagare se non adempiono i propri obblighi di detenzione della riserva.*
- c) La sorveglianza del rispetto dell'obbligo di accumulo".*

Art. 8a cpv 4:

"La società nazionale di rete garantisce la gestione operativa della riserva. Essa svolge in particolare i seguenti compiti ricorrenti:

- a) stabilisce le modalità della gara pubblica, compresi i criteri d'idoneità e i criteri di aggiudicazione nonché le modalità di prelievo;*
- b) svolge la gara pubblica e determina in tal modo i gestori partecipanti, e stipula con questi un accordo".*

Art. 8a cpv 5:

"Se si prospetta una situazione di approvvigionamento critica, su richiesta della società di rete la ElCom autorizza il prelievo della riserva. Qualora la società di rete non riesca a procurarsi l'energia necessaria né sui mercati né attraverso l'energia di regolazione sul mercato essa preleva l'energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell'art. 20 LAEl. Essa versa ai gestori degli impianti presso i quali è effettuato il prelievo un indennizzo finanziato dai gruppi di bilancio".

Art. 8a cpv 6:

"Il Consiglio federale disciplina i dettagli, in particolare:

- a) i criteri per la determinazione dell'entità della riserva e del restante dimensionamento della stessa;*
- b) il prelievo della riserva, evitando per quanto possibile perturbazioni ai mercati dell'energia e delle prestazioni di servizio relative al sistema, nonché i criteri per uno scioglimento anticipato della riserva;*
- c) gli obblighi dei gestori in materia di informazione, indicazione e concessione dell'accesso;*
- e) i criteri per la determinazione del prezzo per il prelievo dell'energia dalla riserva di stoccaggio;*
- f) un'eventuale estensione della partecipazione alla riserva a offerenti di flessibilità della domanda".*

Art. 17a e 17b ter:

Da abrogare in quanto AIL non sostiene la liberalizzazione, anche solo parziale, della metrologia.

Art. 17b bis cpv 1:

La flessibilità deve rimanere esclusiva del gestore di rete e del titolare della flessibilità. La presenza di altri attori potrebbe generare costi aggiuntivi visto che la loro presenza è spesso in contraddizione con gli obiettivi/compiti e gli

standard del settore. Non è inoltre chiaro cosa s'intenda con la flessibilità di stoccaggio (il concetto di stoccaggio non è definito in alcun articolo di legge; tra flessibilità di produzione e di consumo lo stoccaggio è già considerato implicitamente).

Art. 17b bis cpv 2:

Per i titolari di flessibilità richiediamo dei contratti di flessibilità con condizioni non discriminatorie ma non per forza uniformi (non necessariamente la flessibilità deve essere remunerata allo stesso prezzo).

Art. 17b bis cpv 3:

Il cpv 3 è da abrogare perché il principio dell'efficienza è già definito nell'art. 8, cpv 1 lett a LAEI.

Art. 17b bis cpv 4:

Gli obiettivi del cpv sono condivisibili, ma di difficile attuazione con la presenza di terzi. L'adeguata indennità per la lett b deve essere definita allo stesso modo della lett a. La definizione della funzione ponte è descritta in maniera troppo vaga e lascia adito a possibili fraintendimenti.

Art. 17b bis cpv 5:

Il capoverso introduce una burocrazia sproporzionata al mercato della flessibilità. Non è necessario attribuire ulteriori vincoli ai gestori di rete e ai titolari della flessibilità (lett a-f). Le norme vigenti concedono già al regolatore gli strumenti necessari per intervenire in caso di problemi.

Dal cpv 5 vanno quindi abrogate le lett a, b, d e f.

Art. 22a:

Essendo impossibile creare dei gruppi omogenei, nell'analisi della Sunshine occorre tenere in considerazione le specificità delle singole realtà aziendali. Questo principio deve essere evidenziato anche in fase di pubblicazione dei dati da parte della ElCom. Auspichiamo che venga introdotto pure un indicatore che esprima l'evoluzione dei parametri richiesti dalla Sunshine per ogni singola azienda. Dato che le categorie dei valori della regolazione Sunshine sono molto ampie, questo indicatore darà la tendenza verso cui si muove l'azienda mettendo in evidenza gli sforzi di miglioramento, anche se il punteggio stesso rimane invariato.

Art. 22a cpv 2, lett e:

Non si capisce come sia possibile trovare un indicatore adeguato che possa correttamente incentivare adeguati investimenti nelle reti intelligenti.

lett f:

No alla liberalizzazione della misurazione, ma, se ritenuto utile da parte dei consumatori, sì alla trasparenza sui costi di misurazione.

Art 22 cpv 3:

Da abrogare in quanto il Consiglio federale dispone già dei mezzi necessari per introdurre eventuali regolamentazioni aggiuntive.

Istanza riassuntiva

Alla luce delle considerazioni esposte sopra e come già ribadito in più occasioni, chiediamo che dalla LAEI venga stralciato il concetto di apertura completa del mercato elettrico. Chiediamo inoltre che si rinunci alla liberalizzazione della metrologia e alla creazione di un unico Data Hub centralizzato a livello nazionale. Siamo invece disposti ad accettare i concetti di principio che regolano la riserva di stoccaggio, la regolazione Sunshine e la flessibilità. Essi devono tuttavia essere adattati alle esigenze del settore elettrico nazionale considerando le particolarità di ogni singolo attore.

Conclusioni

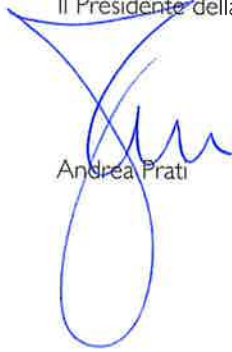
Siamo dell'avviso che alcune delle modifiche proposte non andranno certo a rafforzare il servizio pubblico svizzero e a tutelare gli interessi economici delle realtà cantonali, comunali e di consumatrici e consumatori. Con l'apertura completa del mercato e la liberalizzazione del Metering, così come con l'introduzione di nuovi compiti e l'imposizione di regole più restrittive a carico dei gestori di rete, la sopravvivenza delle piccole-medie aziende elettriche sarà a

rischio. A farne le spese saranno prima di tutto gli enti locali (i proprietari), e in seconda battuta i consumatori che dovranno sopportare una maggiore pressione fiscale dovuta ai mancati introiti dei comuni. Per tutti questi motivi riteniamo che le osservazioni e le nostre richieste debbano essere prese in seria considerazione.

Certi della vostra comprensione e già sin d'ora grati per la collaborazione, vogliate gradire, gentili Signore ed egregi Signori, i nostri più distinti saluti.

Aziende Industriali di Lugano (AIL) SA

Il Presidente della Direzione Generale:

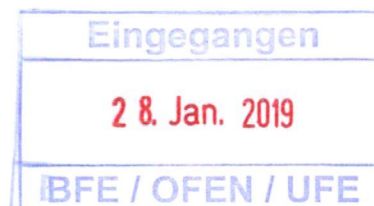


Andrea Prati

Il Capodivisione Operativa:



Dr. Ing. ETH Marco Bigatto
Direttore generale



Langenthal, 24. Januar 2019/rsch

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Stellungnahme Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Beurteilung Vernehmlassungsvorlage BFE und Vorschlag neues Marktdesign

Sehr geehrte Damen und Herren

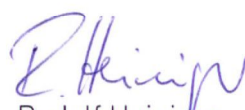
Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) im Rahmen der Vernehmlassung Stellung nehmen zu können. Die geplante Revision tangiert die grundlegenden Rahmenbedingungen sämtlicher Elektrizitätsversorgungsunternehmen und ist darum für uns von grossem Interesse.

Da das geltende StromVG den Anforderungen einer stetig wachsenden dezentralen Stromversorgung nicht mehr genügt, steht die IB Langenthal AG der Idee einer Revision grundsätzlich positiv gegenüber. Der Vernehmlassungsentwurf weist jedoch eine Reihe von Schwächen auf – so bleibt unter anderem das bestehende Marktdesign nahezu unangetastet, was einer erfolgreichen Umsetzung der Energiestrategie 2050 zuwiderläuft. Das neue StromVG hat jedoch zwingend zu gewährleisten, dass die Versorgungssicherheit sowie die Gesamtökonomie der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert werden.

Die IB Langenthal AG schliesst sich daher der Eingabe des Dachverbands Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) vom 18. Januar 2019 an, und wir bitten Sie, dessen Vorschläge bei der Überarbeitung der Gesetzesvorlage zu berücksichtigen. Für Ihre Bemühungen danken wir Ihnen im Voraus bestens und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

IB Langenthal AG



Rudolf Heiniger
Direktor



Stefan Schaad
Leiter Vertrieb

Werke am Zürichsee AG
Freihofstrasse 30
8700 Küsnacht

Tel +41 43 222 32 32
Fax +41 43 222 32 98
www.werkezuerichsee.ch

info@werkezuerichsee.ch

30. Januar 2019

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

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung

3003 Bern

**Revision des Stromversorgungsgesetzes
Stellungnahme zur Vernehmlassung**

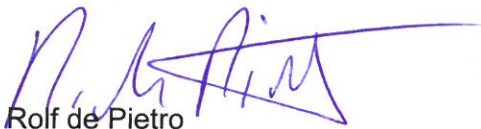
Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Möglichkeit, an der Vernehmlassung zur Revision StromVG teilnehmen zu können.

Als regionales Querverbundunternehmen versorgen wir ca. 20'000 Endkunden in den Gemeinden Zollikon, Küsnacht und Erlenbach mit 150 GWh elektrische Energie.

Wir sind überzeugt, dass das BFE unsere Ergänzungen und Bemerkungen angemessen übernehmen wird und ein Stromversorgungsgesetz ausarbeitet, welchem wir zustimmen können. Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Rolf de Pietro
Vorsitzender der Geschäftsleitung



Ana-Marija Vasic Parissidis
Netzwirtschaftlerin

Gliederung

1. Vollständige Öffnung des Strommarkts
2. Erneuerbarer Schweizer Strom für die Grundversorgung, Marktnahes Modell
3. Speicherreserve als Energieversicherung
4. Anreize für optimale Netznutzung, Verursachergerechte Netzfinanzierung
5. Flexibilität
6. Sunshine-Regulierung
7. Wahlfreiheiten im Messwesen

1. Vollständige Öffnung des Strommarkts

Die Werke am Zürichsee (WaZ) haben sowohl in der Energie-Beschaffung als auch in der Versorgung von Kunden solide Markterfahrung. Daher begrüßen wir grundsätzlich eine vollständige Marktöffnung. Allerdings ist für uns unabdingbar, dass für alle Marktteilnehmer dieselben Regeln gelten und sich für alle somit die gleichen Chancen bieten. Das vorgeschlagene Marktdesign mit Grundversorgung widerspricht aber klar unseren Vorstellungen von Marktwirtschaft. Einer vollständigen Marktöffnung stimmen die WaZ unter folgenden Bedingungen zu:

- **Nur noch Markt, keine Grundversorgung mehr:** Die Endverbraucher werden zunächst von ihrem lokalen Versorger beliefert, können ihren Energielieferanten jedoch jährlich wechseln. Der Wechselprozess ist für den Netzbetreiber durch die Regulierung so gestaltet, dass er effizient abläuft.
Begründung: Es ist stossend, dass Kunden zwar den Lieferanten ablehnen dürfen, die Lieferanten jedoch jeden Kunden anzunehmen und zu beliefern haben, ungeachtet seiner Zahlungsmoral und ungeachtet des Zusatzaufwands, den der Wechsel im Hinblick auf Beschaffungsrisiko und Abwicklungsaufwand verursacht. Der Mehraufwand für Inkassorisiko und die nicht planbare Energiebeschaffung sollten nicht länger den allgemeinen Netz- und Energiekosten und somit allen Endverbrauchern solidarisch, sondern dem verursachenden Endverbraucher angelastet werden.
- **Keine Regulierung im Energiebereich:** Der Endverbraucher kann seinen Energielieferanten frei wählen. Erscheint ihm sein derzeitiger Lieferant zu teuer, steht es ihm frei, zu einem günstigeren Lieferanten zu wechseln.
Begründung: Wie das Ausland beweist, kann eine regulierte Marktöffnung keine tieferen Strompreise garantieren. Im Gegenteil: Die Flut von Gesetzesänderungen der letzten Jahre beweist, dass hier ein kleiner Markt vollkommen überreguliert wird. Dies führt zu einem unverhältnismässigen Aufwand für die Abrechnung und zu unerwünschten Kostenumlagerungen.
- **Ersatzversorgung:** Das BFE bestimmt und überwacht eine Organisation, die Kunden, die keinen Lieferanten finden, ersatzmässig in der ganzen Schweiz mit Strom versorgt.

Zu bedenken ist jedoch, dass für eine vollständige Marktöffnung mit grossem finanziellen und organisatorischen Aufwand bei jedem Endverteiler ein Abrechnungssystem aufgebaut und unterhalten werden muss, das unter Umständen am Ende nur von einer ganz kleinen Anzahl Kunden wirklich genutzt wird. Als Mitglied des VKE unterstützen die WaZ daher dessen **alternativen Vorschlag für den Beibehalt der Teilmarktliberalisierung:**

- **Endverbraucher ab 50 MWh sind marktberechtigt, die Grundversorgung wird beibehalten und bleibt reguliert:** Der grösste Teil aller KMU und alle grösseren Verbraucher erhalten freien Marktzutritt. Der Wechselprozess ist für den Netzbetreiber durch die Regulierung so gestaltet, dass er effizient abläuft. Die Fristen sind mit den Anforderungen der ElCom bezüglich den Tarilmeldungen abgeglichen. Diese Termine sind bereits im Gesetz und nicht erst in der Verordnung festgelegt.

2. Erneuerbarer Schweizer Strom für die Grundversorgung, Marktnahes Modell

Bezüglich der Strom-Produktgestaltung erwarten wir:

Keine Vorschriften zur Produktgestaltung: Der Endverbraucher bestimmt, welche Produkte er kaufen will und wie die Zusammensetzung seines Stromes sein soll.

Begründung: Bei 100% Markt bestimmt der Kundenwunsch die angebotenen Produkte. Dabei werden innovative Lieferanten einen Vorteil erzielen, was im Sinne der Vorlage ist. Vorschriften zur Produktgestaltung bewirken eine Verzerrung des Kundenwunsches, sind nicht notwendig und verhindern Innovation.

Aus unserer Sicht hilft ein fester Anteil aus Schweizer Produktion in der Grundversorgung der inländischen Wasserkraft nicht nachhaltig, sofern die Kunden bei vollständiger Marktöffnung in andere Produkte mit geringerem Erneuerbaren-Anteil ausweichen können. Im Gegenteil: Es ist ein Wechsel der Kunden in günstige und weniger ökologische Produkte zu erwarten. Falls die Schweizer Wasserkraft ausdrücklich geschützt werden soll, sind die **Vorschriften zur Produktgestaltung für alle Energie-Lieferanten einheitlich** zu wählen. Es darf nicht sein, dass lokale Netzbetreiber gegenüber reinen Energielieferanten gesetzlich benachteiligt werden. Alle Energielieferanten sind in diesem Fall dem StromVG zu unterwerfen und die Vorschriften zur Produktgestaltung bereits im StromVG festzulegen.

3. Speicherreserve als Energieversicherung

Wir befürworten die Bildung einer Speicherreserve. Als Mitglied des VKE erwarten wir, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Die Finanzierung der Speicherreserve muss über die Energiepreise erfolgen. Ansonsten werden mit der steten Umlagerung von Kosten auf die Netzgebühren erneut die kleinen und mittleren Endkunden übermässig belastet, und der administrative Aufwand (Inkasso, ITC etc.) wird wieder dem Netzbetreiber zugewiesen.

4. Anreize für optimale Netznutzung, verursachergerechte Netzfinanzierung

Als Mitglied des VKE erwarten wir, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Die Erhöhung des Leistungsanteils zulasten des Arbeitsanteils ist dringend notwendig. Vor allem der Leistungsanteil ist massgebend für eine optimale und sichere Netznutzung resp. Bewirtschaftung.

Zur Förderung einer verursachergerechten Netzbepreisung sollte die Arbeitskomponente ganz aufgehoben werden können.

5. Flexibilität

Als Mitglied des VKE erwarten wir, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Der administrative und rechtliche Aufwand gemäss Vorschlag sind zu hoch und die vertragliche Umsetzung bezüglich der Nutzung der Flexibilität zu aufwendig.

Es soll die Regelung gem. Art. 31f StromVV übernommen werden: Das EVU soll die Flexibilität weiterhin nutzen können, bis der Eigentümer Eigenbedarf anmeldet. Der interessierte Kunde soll sich aktiv beim EVU melden, um seine Flexibilitäten nutzen zu können.

Gemäss

Art. 17bbis Nutzung von Flexibilität³ Sie beziehen das Flexibilitätspotenzial in ihre Netzplanung ein und vermeiden durch seine Nutzung, soweit dies insgesamt vorteilhaft ist, andere netzseitige Massnahmen wie Netzausbauten.

→ diesen Teil ersatzlos streichen, weil dies einerlei im Interesse des Netzbetreibers liegt.

6. Sunshine-Regulierung

Als Mitglied des VKE erwarten wir, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Seit Einführung der Sunshine-Regulierung nimmt der Erfassungsaufwand bei den EVUs stetig zu. Dieser Aufwand soll begrenzt bleiben.

Bei den Vergleichen und Beurteilungen muss eine grössere Transparenz durch Direktvergleiche resp. Benennung der Mitbewerber der Vergleichsgruppe eingeführt werden. Es ist durch die Regulierungsbehörde ElCom sicherzustellen, dass die verwendeten Vergleichsgrössen wie Leitungslängen durch alle betroffenen Unternehmen auf die gleiche Art erhoben werden, z.B. dass die Strassenbeleuchtung nicht zur Länge des Verteilnetzes gehört.

Die Wirtschaft hat in Zukunft voraussichtlich genügend erfolgreiche Bewertungsmethoden, um Unternehmen analysieren und beurteilen zu können. Eine schweizerische Branchenlösung durch

den Regulator wird somit hinfällig.

7. Wahlfreiheiten im Messwesen

Als Mitglied des VKE lehnen wir eine Teilliberalisierung im Messwesen für Grosskunden strikte ab.

Zukünftige smarte Netze sind auf eine hohe Daten-Verfügbarkeit und -Qualität angewiesen. Mit der Teilliberalisierung werden komplizierte Abgrenzungen und Zuständigkeiten zwischen EVU und verschiedenen privaten Akteuren notwendig. Dadurch steigen die Risiken bezüglich Datenqualität, Datensicherheit und Datenschutz beträchtlich. Unsolidarisch werden Grosskunden bevorzugt behandelt und die unausweichlich höheren Kosten der Netznutzung somit den kleinen und mittleren Endkunden zugewiesen.

Das EVU verliert die Investitionssicherheit für seine Zähler und seine EDM-Systeme.

Mit der Teilmarktliberalisierung wird die Tür geöffnet für die vollständige Liberalisierung im Messwesen. Es wird somit ein «Geist» freigelassen, der sich massiv negativ auf die Versorgungssicherheit resp. Stabilität im Stromnetz (Netzebende 5-7) auswirken wird. Auch hier werden die Kosten für die Kleinkunden massiv steigen.

Deshalb möchten wir schon heute auf die Gefahren einer solchen Entwicklung aufmerksam machen:

- Zugänglichkeit zu den Zählerstandorten. Der VNB hat die Zugänglichkeiten (z.B. Schlüsselrohre) organisiert. Es kann aber nicht sein, dass dieser für Drittlieferanten eine solche sicherstellen müsste, da der VNB für die Schlüssel haftet.
- Der VNB hat die Kontrolle über die Installationsanzeigen und die klare Zuweisung der durch ihn installierten Zähler. Eine Verwechslung kann ausgeschlossen werden. Dieses System hat sich bewährt.
- Was geschieht, wenn Wohnungszuordnungen (Zählerverwechslung) über längere Zeit nicht bemerkt werden? Wer zieht die falsch verrechneten Verbrauchsdaten bei den Kunden ein resp. zahlt die Gutschriften.
- Evtl. könnten Dienstleistungen wie z.B. Eigenverbrauchsabrechnungen nicht mehr angeboten werden. VNB's haben jeweils eigene Systeme aufgesetzt und sind z.T. auf Smart Meter mit Lastgangdaten angewiesen.
- Stromunterbrüche können durch Elektrozähler verursacht werden. Es müsste diesbezüglich auch ein Pikettdienst des Drittlieferanten für den Wechsel des Elektrozählers vorhanden sein. Der lokale VNB wird hier kaum die Verantwortung für fremde Zähler übernehmen.
- Tarifschaltung per Rundsteuerung. Diese Zähler müssten einen Tarifeingang haben sofern diese noch über die Rundsteuerkommandos kommen. Allgemein müsste eine einheitliche Parametrierung des Zählers im Fokus stehen.
- Karten/Münzzähler. Zahlungsunwillige Kunden werden mit einem solchen Gerät ausgestattet. Eine Wahlmöglichkeit ist hier wohl eher nicht vorgesehen.

Diese Überlegungen sind im Einklang mit der Energiestrategie 2050 des Bundes. Wir rechnen mit einem massiven Zubau von dezentralen Energiequellen und Speichern (auch E-Mobile) in unseren kommunalen Netzen. Deshalb sind lokale VNB auf die Online-Daten von Messsystemen **aller** Kunden vermehrt angewiesen.

Nimmt man dem VNB die (Teil-)Verantwortung für das Messwesen und lässt die Installation von «Drittzählern» in einem Netz zu, nimmt man ihm die Option, die Netzqualität nahe beim Kunden zu gewährleisten.

Die bereits zugestandene Öffnung für Stromproduzenten grösser 30 kVA ist gesetzlich wieder rückgängig zu machen.



Swiss Steel AG
Emmenweidstrasse 90, 6020 Emmenbrücke

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

per Email an: stromvg@bfe.admin.ch

Emmenbrücke, 31. Januar 2019

Ref.: Dragan Miletic, Direktwahl: +41 41 209 5129, E-Mail: dmiletic@swiss-steel.com

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

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir beziehen uns auf die Mitteilung von Frau Bundesrätin Doris Leuthard vom 17. Oktober 2018 zur Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des StromVG. Aufgrund der grossen Bedeutung des Stromversorgungsgesetzes für unser Unternehmen erlauben wir uns, unser Anliegen direkt zu unterbreiten.

Ausgangslage

Für die Schweizer Stahlindustrie ist Strom ein essentielles Produktionsmittel, das rund um die Uhr zur Verfügung stehen muss. Bezahlbarer Strom, stabile Netze und sichere Versorgung ist ein wichtiger Standortfaktor für die Schweiz. Energieintensive Stahlindustrie steht mit ihren Produkten in einem internationalen Wettbewerb. Strompreise am Standort Schweiz müssen international wettbewerbsfähig sein. Mindestens gegenüber Nachbarstaaten und der EU sollen vergleichbare Rahmenbedingungen herrschen. Es geht nun darum, die Ziele der Revision des StromVG auf eine volkswirtschaftlich optimale Art zu erreichen und möglichst geringe gesamtwirtschaftliche Kosten zu verursachen.

Energy-Only-Markt

Die Swiss Steel befürwortet den Energy-Only-Markt, dieser muss aber noch weiter entwickelt werden. Die Preise für Ausgleichsenergie müssen in Echtzeit ankommen. Die technisch mögliche kurzfristige dynamische Last- und Beschaffungsoptimierung wird momentan durch stark verzögerte Preissignale unnötig behindert. Am Day ahead- und Intraday-Markt sollen kurzfristige Anpassungen an den Bedarf gemacht werden können. Die Liquidität von Kurzfristprodukten kann durch den reibungslosen Zugang zum Strommarkt der EU verbessert werden - dazu braucht es ein Stromabkommen.

**Speicherreserve**

Für die Behebung der Leitungsüberlastungen und Netzengepässe sollen weitere Massnahmen abgeklärt werden. Statt einer Speicherreserve, die immer abgegolten werden muss, könnte es billiger sein, wenn in kritischen Situationen bestimmte Verbraucher vorübergehend gegen Abgeltung ihrer Opportunitätskosten auf Strombezug verzichten. Hervorzuheben ist dabei, dass eine Speicherreserve nur ganz selten gebraucht wird, die Bereitschaft muss aber immer abgegolten werden. Durch richtige und rechtzeitige Preissignale für Spot- und Ausgleichsenergie sollen wenn immer möglich die bestehenden Mechanismen im Spot- und Ausgleichsenergiemarkt genutzt werden.

Vollständige Marktöffnung

Die vollständige Marktöffnung ist notwendig. Sie gilt als eine Voraussetzung für ein EU-Stromabkommen und ein solches ist wichtig für die langfristige Versorgungssicherheit.

Netzregulierung

Swiss Steel unterstützt die stärkere Gewichtung des Leistungsbezugs bei den Netztarifen. Das Betragsnettoprinzip für die Wälzung der Arbeitskomponente im Netztarif (Erläuterungen S. 33) wird teilweise zu massiven Kostensteigerungen bei den Netzentgelten führen. Wenn in einem Netzgebiet Stromerzeugungsanlagen viel 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. Weil das Übertragungsnetz auch bei viel dezentraler Produktion der Versorgungssicherheit dient ist es gerechtfertigt, dass die unteren Netzebenen gemäss Bruttoprinzip einen Beitrag leisten.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung dieser Anliegen.

Freundliche Grüsse
Swiss Steel AG

Carlo Mischler
CEO

Dragan Miletic
Leiter Werkinfrastruktur

Kopien an:

- Stahl Gerlafingen AG, Gerlafingen
- Swissmem, Zürich
- Gruppe Grosser Stromkunden GGS

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

(eingereicht per Email in Word- und PDF-Fassung an: stromvg@bfe.admin.ch)

Wallisellen, 30. Januar 2019

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

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Sehr geehrter Herr Direktor

Sehr geehrte Damen und Herren

Am 17. Oktober 2018 wurde das Vernehmlassungsverfahren hinsichtlich der Revision des Stromversorgungsgesetzes (nachfolgend „StromVG“) eröffnet und interessierte Kreise wurden zur Stellungnahme eingeladen. UPC Schweiz GmbH (nachfolgend „UPC“) nimmt diese Gelegenheit der Meinungsäusserung gerne wahr, und wir reichen Ihnen hiermit fristgerecht unsere Stellungnahme ein.

A. Ausgangslage und generelle Bemerkungen zur Vorlage

Mit dem neuen StromVG soll die vom Parlament bereits beschlossene, aber noch nicht umgesetzte, vollständige Öffnung des Schweizer Strommarktes realisiert werden. Dieser zweite Marktöffnungsschritt soll den Entwicklungen in den europäischen Strommärkten, sowie den vor allem im Netzbereich bestehenden Regulierungsdefiziten Rechnung tragen. In einer vom BFE in Auftrag gegebenen Studie der Ecoplan AG wurden die Auswirkungen des zweiten Marktöffnungsschrittes eingehend analysiert. Die Autoren kommen darin zum Schluss, dass die angestrebte Marktliberalisierung den Wettbewerb im Strommarkt fördert und dadurch Anreize für einen beschleunigten technischen Fortschritt und einen effizienten Ausbau der Stromversorgung schafft.¹ Die vorgeschlagenen Änderungen der Rahmenbedingungen für die vollständige Strommarktöffnung greifen jedoch nur dann in der beabsichtigten Weise, wenn damit der nichtdiskriminierende

¹ Ecoplan im Auftrag des BFE, Strommarktliberalisierung - zweiter Marktöffnungsschritt, Analysen zu den Auswirkungen eines zweiten Marktöffnungsschrittes, Bern, 2013, S. 23.

Marktzugang für neue Akteure gewährleistet wird bzw. bereits etablierte und herkömmliche Marktakteure nicht in der Lage sein werden, ihre bisherigen Geschäftsmodelle mittels der geänderten Regulierung zu zementieren. Im Hinblick auf eine optimale Gewährleistung der wettbewerbsfördernden Entwicklung des Schweizer Strommarktes nehmen wir hier folgend Stellung zu einzelnen, das Messwesen betreffenden Änderungsvorschlägen, bei denen der Bundesrat konkrete Vorgaben bzw. Regeln formulieren kann.

B. Einschätzungen zu einzelnen Bestimmungen der Vorlage

Art. 17a^{ter} Intelligente Messsysteme

Der Bundesrat kann gemäss Art. 17a^{ter} Abs. 2 und 3 Vorgaben zur Einführung und Verwendung von Messsystemen formulieren und – unter Berücksichtigung der Bundesgesetzgebung über das Messwesen – technische Mindestanforderungen stellen und weitere Vorgaben bzgl. Eigenschaften, Ausstattungen, Funktionalitäten usw. machen. Vor diesem Hintergrund muss im Hinblick auf die möglichen Vorgaben des Bundesrates unbedingt sichergestellt werden, dass diese aus Sicht von potenziellen neuen Marktakteuren in nichtdiskriminierender Weise ausgestaltet werden. Im Sinne der Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs und des Abbaus von Markteintrittshürden zur Schaffung gleich langer Spiesse für alle Marktakteure soll damit der Gefahr entgegengewirkt werden, dass bereits bestehende, etablierte Anbieter im Strommarkt ihre bisherigen Geschäftsmodelle Dank regulatorischer Vorgaben des Bundesrates zementieren können.

Antrag UPC: Es sei in der Verordnung zum StromVG sicherzustellen, dass die Vorgaben zur Einführung intelligenter Messsysteme sowie die entsprechenden technischen Mindestanforderungen in nichtdiskriminierender Weise ausgestaltet werden.

Art. 17b^{ter} Datenaustausch und Informationsprozesse

Der Bundesrat hat gemäss Art. 17b^{ter} Abs. 4 u.a. die Möglichkeit, das zu verwendende Datenformat zu regeln. In diesem Zusammenhang muss gewährleistet werden, dass die vom Bundesrat vorgeschlagenen Regeln ein standardisiertes Datenformat voraussetzen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass Informationsasymmetrien zwischen bereits bestehenden und neuen Marktakteuren durch regulatorische Vorgaben befördert oder gar weiter ausgebaut werden. Dies widerspricht sowohl dem Ziel als auch dem Zweck dieser Gesetzesrevision, welche die Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs und den Abbau von Markteintrittshürden zur Schaffung gleich langer Spiesse für alle Marktakteure in einem liberalen Schweizer Strommarkt vorsieht.

Antrag UPC: Es sei in der Verordnung zum StromVG sicherzustellen, dass das zu verwendende Datenformat standardisiert wird.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen bei Fragen gerne zur Verfügung. Kontaktperson: Anna Riedweg, Public Policy Specialist, anna.riedweg@upc.ch.

Freundliche Grüsse

UPC Schweiz GmbH



Jürg Aschwanden

Director Government Affairs



Anna Riedweg

Public Policy Specialist

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

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

Zürich, Ende Januar 2019

Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung): Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens

Sehr geehrte Dame, sehr geehrter Herr

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung) vom 17. Oktober 2018 Stellung nehmen zu können. Wir legen Ihnen unsere Haltung gerne wie folgt dar:

Der Verband Ziegelindustrie Schweiz, nimmt seit seiner Gründung 1974 die Interessen der nationalen Backstein- und Tonziegelhersteller wahr. Die heute 7 Mitglieder mit ihren 15 Produktionsstandorten, sichern die Produktion von hochwertigen Backsteinen und Dachziegeln und sorgen für eine fortschrittliche Anwendungsmöglichkeit dieser bewährten Baustoffe. Die Mitglieder unseres Verbandes sind Unternehmen, die eine hohe Energieintensität aufweisen.

Die Ziegelindustrie in der Schweiz verfügt über KMU-Strukturen, die gross mehrheitlich von Familienbetrieben geführt und gehalten werden. Entsprechend sind unsere Unternehmungen eng mit dem Produktionsstandort Schweiz verbunden. Eine Verschlechterung der Rahmenbedingungen des Produktionsstandortes Schweiz, haben direkte Auswirkungen auf die Arbeitsplätze unserer Industrie.

Seit Oktober 2018 ist das Stromversorgungsgesetz (StromVG) in der Vernehmlassung. Wir nehmen die Gelegenheit hiermit wahr, bis am 31. Januar 2019 schriftlich dazu Stellung zu nehmen.

Es geht aus unserer Sicht 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. 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

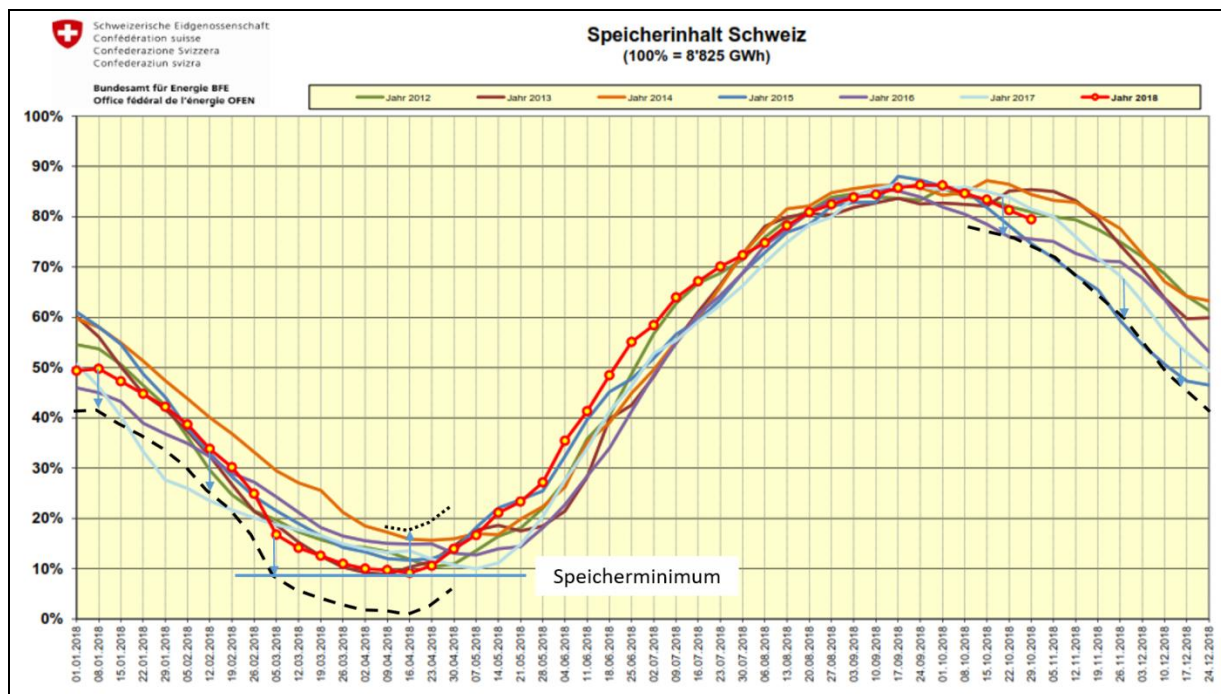
Ziegelindustrie Schweiz unterstützt den Energy-Only-Markt (EOM). Der Energy Only Markt ist geeignet, die Schweiz sicher mit Strom zu versorgen, steht aber noch am Anfang der Entwicklung. Verbesserungen am Marktdesign sind möglich. Es gibt viel unausgeschöpftes Verbesserungspotenzial, das mit moderner 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 dem Markt entzieht.** Nachfolgende Grafik verdeutlicht dies anhand des Speicherungsverlaufs 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 Spei-

cherseen 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 Frühlingsenergie 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 soll, und verursacht zudem 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 Strom-

produktionskapazität 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, Regelenenergie für die kritischen Monate anfangs Jahr zu sichern und bei der Ausgleichsenergie Anreize für bessere Fahrplantreue zu setzen.

Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft

Nach dem Wegfall der inländischen Energie aus 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** bestehender Anlagen 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 konzedierenden Gemeinden 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!**

Grundversorgungen

Elegant und hoffentlich ein Durchbruch im Zwist betreffend Umwälzung 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 Bi-

lanzgruppe (BG) 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 Umwälzung 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 Regelenenergie – das ist Nutzung netzdienlicher Flexibilität für das Übertragungsnetz – über die Systemdienstleistungen abgegolten werden. Der Markt für Regelenenergie funktioniert. Das kommt u.a. darin zum Ausdruck, dass die Preise für Regelenenergie 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, anrechenbare 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 Ziegeleien gibt es Unternehmen mit mehreren Messstellen. Die vorgeschlagene vollständige Marköffnung 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 Ziegelindustrie Schweiz 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 Ziegelindustrie Schweiz bedankt sich für die Berücksichtigung ihrer Anliegen.

Freundliche Grüsse



Dr. P. Burkhalter
Präsident

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

per Email an: stromvg@bfe.admin.ch

Gerlafingen, 31.01.2019

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

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir beziehen uns auf die Mitteilung von Frau Bundesrätin Doris Leuthard vom 17. Oktober 2018 zur Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des StromVG. Aufgrund der grossen Bedeutung des Stromversorgungsgesetzes für unser Unternehmen erlauben wir uns, unser Anliegen direkt zu unterbreiten.

Ausgangslage

Für die Schweizer Stahlindustrie, welche auf energieeffizientem Stahlrecycling basiert, ist Strom der zentrale Energieträger, welcher rund um die Uhr verfügbar sein muss. Bezahlbarer Strom, stabile Netze und sichere Versorgung ist ein wichtiger Standortfaktor. Die Stahlindustrie steht mit ihren Produkten in einem internationalen Wettbewerb. Strompreise am Standort Schweiz müssen international wettbewerbsfähig sein. Mindestens gegenüber Nachbarstaaten und der EU sollen vergleichbare Rahmenbedingungen herrschen. Die Ziele der Revision des StromVG sollen auf eine volkswirtschaftlich optimale Art erreicht werden mit möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten.

Energy-Only-Markt

Stahl Gerlafingen befürwortet den Energy-Only-Markt. Dieser muss noch weiter entwickelt werden. Die Preise für Ausgleichsenergie müssen in Echtzeit ankommen. Die technisch mögliche kurzfristige dynamische Last- und Beschaffungsoptimierung wird momentan durch stark verzögerte Preissignale unnötig behindert. Am Day ahead- und Intraday-Markt sollen kurzfristige Anpassungen an den Bedarf gemacht werden können. Die Liquidität von Kurzfristprodukten kann durch den reibungslosen Zugang zum Strommarkt der EU verbessert werden - dazu braucht es ein Stromabkommen.

Speicherreserve

Für die Behebung der Leitungsüberlastungen und Netzengpässe sollen weitere Massnahmen abgeklärt werden. Statt einer Speicherreserve, die immer abgegolten werden muss, könnte es billiger sein, wenn in kritischen Situationen bestimmte Verbraucher vorübergehend gegen Abgeltung ihrer Opportunitätskosten auf Strombezug verzichten. Hervorzuheben ist dabei, dass eine Speicherreserve nur ganz selten gebraucht wird, die Bereitschaft muss aber immer abgegolten werden. Durch richtige und rechtzeitige Preissignale für Spot- und Ausgleichsenergie sollen, wenn immer möglich, die bestehenden Mechanismen im Spot- und Ausgleichsenergiemarkt genutzt werden.

Vollständige Marktöffnung

Die vollständige Marktöffnung ist notwendig. Sie gilt als eine Voraussetzung für ein EU-Stromabkommen und ein solches ist wichtig für die langfristige Versorgungssicherheit.

Netzregulierung

Stahl Gerlafingen unterstützt die stärkere Gewichtung des Leistungsbezugs bei den Netztarifen. Das Betragsnettoprinzip für die Wälzung der Arbeitskomponente im Netztarif (Erläuterungen S. 33) wird teilweise zu massiven Kostensteigerungen bei den Netzentgelten führen. Wenn in einem Netzgebiet Stromerzeugungsanlagen viel 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. Weil das Übertragungsnetz auch bei viel dezentraler Produktion der Versorgungssicherheit dient ist es gerechtfertigt, dass die unteren Netzebenen gemäss Bruttoprinzip einen Beitrag leisten

Freundliche Grüsse

Stahl Gerlafingen AG



René Bollier
Country Manager



Dr. Christoph Zeltner
Leiter Verbesserungsmanagement

Kopien an:

- Swiss Steel AG, Emmenbrücke
- Swissmem, Zürich
- Gruppe Grosser Stromkunden GGS