

Direction : [service.electricite.eau@courchapoix.ch](mailto:service.electricite.eau@courchapoix.ch)

Technique : [electricite.technique@courchapoix.ch](mailto:electricite.technique@courchapoix.ch)

Administration : [caisse.courchapoix@bluewin.ch](mailto:caisse.courchapoix@bluewin.ch)

Mairie : [mairie@courchapoix.ch](mailto:mairie@courchapoix.ch) Téléphone et fax 032 438 88 54



Département fédéral de l'environnement,  
des transports, de l'énergie et de la  
communication DETEC  
Office fédéral de l'énergie  
Section régulation du marché

3003 Berne

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

Courchapoix, le 14 janvier 2019

**Concerne : Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEL), RS 734.7**

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

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est donnée de prendre position sur la révision de la LApEL. Notre Municipalité est elle-même gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité (GRD) et notre prise de position est le reflet de notre engagement quotidien pour un approvisionnement sûr, économiquement efficient et respectueux de l'environnement de nos citoyens et de nos clients industriels depuis de très nombreuses années.

Nous nous mobilisons en permanence pour accomplir notre mission aux conditions optimales dans un environnement très changeant et de plus en plus complexe et exigeant. Conscients du besoin d'évoluer, nous avons pris pour habitude de trouver des solutions pragmatiques, grâce notamment à une coopération dynamique entre nos communes. Par une « Charte » et une société anonyme d'approvisionnement et de commercialisation « SACEN SA », dix GRD du canton du Jura et du Jura Bernois coopèrent activement dans tous les domaines de notre métier pour offrir un service de qualité et de proximité à des conditions très compétitives.

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.

Nous nous opposons 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, nous n'adhérons pas à la révision de la LApEI telle que proposée.

Nous nous étonnons 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, augmenterait les coûts de manière substantielle 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, nous vous faisons part des observations suivantes :

### **Position générale par rapport au projet de révision**

Notre commune soutient les deux objectifs principaux de la révision, à savoir une sécurité d'approvisionnement efficace et équitable du point de vue économique ainsi qu'une régulation efficace et transparente. Par contre nous ne comprenons pas le manque de cohérence de la proposition de révision de la LApEI par rapport à la SE2050. En effet, les diverses propositions de révision ne favorisent pas suffisamment les nouvelles productions renouvelables locales. Nous sommes en particulier persuadés qu'une ouverture totale du marché tel que proposée va très fortement décourager les investissements dans les énergies renouvelables et générer des coûts inutiles, sans pour autant amener des plus-values correspondantes pour les consommateurs finaux.

Avec la transition énergétique une augmentation substantielle du coût et de la complexité du système électrique est inévitable. Le cadre réglementaire doit essayer de limiter cette évolution en choisissant les mesures les plus efficaces. L'ouverture totale, à laquelle notre commune s'oppose, n'en fait pas partie.

Nous nous battons contre l'émergence d'oligopoles de grands acteurs sur le marché suisse, dont les propriétaires sont partiellement publics, mais dont les stratégies et les comportements ne sont aucunement au service du citoyen et du client industriel. En tant qu'infrastructure nationale stratégique, l'électricité ne doit pas être un gisement de bénéfices inadéquats. Le cadre réglementaire actuel répond à notre avis à cet équilibre.

## Conditions-cadres de l'ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base

Nous sommes opposés à une ouverture complète du marché dans des conditions de marché actuelles et prévisibles, néfastes au climat et à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Ce projet de révision ne formule pas des conditions-cadres (market design) nécessaires et suffisantes pour que les acteurs économiques puissent mieux investir dans la réalisation de la stratégie énergétique (SE2050) approuvée pour la Suisse, son économie et ses ménages. Nous ne pouvons pas adhérer aux affirmations citées sur ce projet.

Au sujet de la structure de la branche électrique, nous nous étonnons par ailleurs du fait que l'administration fédérale considère, à répétition, le nombre de GRDs suisses comme un problème plutôt qu'une partie décisive de la solution, car cette diversité de GRDs permet d'innover et il revient à ces acteurs de réaliser localement et concrètement, avec les consommateurs, la transition énergétique.

Nous pouvons admettre que l'intégration dans un système européen est indispensable à une sécurité d'approvisionnement économiquement efficiente. Néanmoins, nous nous opposons à une ouverture totale du marché pour les motifs suivants :

- Une ouverture totale du marché semble requise pour l'accès au marché européen. Mais elle n'est pas une condition suffisante ; il faudra d'autres engagements politiques bien plus importants. Cet accès bénéficierait principalement aux grands groupes producteurs suisses, alors que les coûts de l'ouverture seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs. En tant que distributeurs communaux, nous n'y voyons pas l'intérêt.
- Une intégration technique et commerciale dans le système européen est possible sans ouverture totale. Les systèmes électriques européens et suisses ont toujours été interconnectés, ils le sont et continueront de l'être. Les lois de la physique sauront raisonner les hommes et les besoins techniques réciproques continueront d'être couverts à travers des échanges empruntés de bon sens. Les difficultés d'alimentation des régions limitrophes, comme par exemple le Sud de l'Allemagne ou la France, pourront constituer de belles opportunités commerciales bilatérales.
- La sécurité d'approvisionnement ainsi atteinte coûtera éventuellement plus cher, mais ce coût ne dépassera pas celui de la libéralisation du système. Au moins, il sera réparti de manière équitable entre tous les acteurs.
- Avec la réglementation actuelle et grâce à leur accès aux marchés de gros, nos GRD réussissent à s'approvisionner aux meilleures conditions. La marge des intermédiaires a disparu. Une ouverture totale du marché n'apporterait pas d'amélioration dans ce domaine.
- Actuellement, le bénéfice sur l'énergie est régulé. L'expérience internationale montre que la baisse des marges observée sur les clients actifs en termes de changement de fournisseur est largement compensée par l'augmentation de la marge auprès de la grande partie des clients inactifs. De plus, sans ouverture complète, les efforts de promotion et de commercialisation pourraient être économisés.
- La concurrence stimule l'innovation et la qualité de service. Ces améliorations s'observent dès à présent en Suisse sous l'effet de la digitalisation et l'avènement des services énergétiques. Les GRD à tous les niveaux développent de nouveaux services et prestations et améliorent leur service à la clientèle dans un régime concurrentiel. Ces nouveaux services sont, de fait, déjà dans un marché libre.

Nous conditionnons une éventuelle ouverture totale du marché en Suisse par l'obligation amenée par un (éventuel) accord sur l'électricité avec l'Union Européenne.

Nous sommes opposés au dispositif d'approvisionnement de base nouvellement proposé. Il serait inopérant et nous semble par conséquent politiquement trompeur. En effet, dans un marché ouvert il n'est pas possible d'imposer aux GRDs responsables de l'approvisionnement de base la charge d'un produit suisse renouvelable, à un tarif limité au prix de marché, et de reposer sur ce seul support incertain (à option libre des petits consommateurs) pour développer la production renouvelable suisse.

Si durant les années 2009 à 2018 jusqu'à 4 milliards de francs (estimation Handelszeitung / Enerprice de nov. 2018) avaient pu être obtenus hypothétiquement par les consommateurs dans un marché en concurrence, la production helvétique aurait été affaiblie de cette somme, avec les conséquences diamétralement opposées aux objectifs de la SE2050 et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De plus, les surcoûts liés à la complexification du marché par la libéralisation auraient certainement dépassé les économies potentielles.

L'ouverture partielle connue actuellement agit au moins comme stabilisateur économique smart et déterminant. Il faut préserver cet atout.

Nous demandons de préserver, en substance et a minima, les avantages de l'approvisionnement de base actuel basé sur les coûts imputables d'un approvisionnement diversifié (production, contrats long-terme) 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.

Les modalités proposées pour l'approvisionnement de base devraient être revus pour corriger les défauts suivants :

- Le référencement au prix du marché et l'option de retour enlèvent à l'approvisionnement de base leur rôle de protecteur des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables. Ce manque doit être compensé soit par un mécanisme lié à la formation des prix dans l'approvisionnement de base, soit par un autre mécanisme à déterminer hors approvisionnement de base. Il est trop tôt pour intégrer ces nouvelles technologies dans le marché.
- Il faut impérativement supprimer l'imposition prévue de la qualité du produit de base. Cette dernière pousse tous les GRD et leurs clients dans les bras de l'oligopole des producteurs et des négociants de garanties d'origine. Déjà depuis 2017, ce marché semble générer des rentes oligopolistiques inadmissibles aux dépens du consommateur final. Cette situation est d'ailleurs très représentative des risques de l'ouverture totale du marché. Une régulation beaucoup plus stricte doit être mise en place plutôt que proposer une libéralisation aux conséquences économiques désastreuses pour les clients finaux.
- L'existence de plusieurs produits en approvisionnement de base est inutile et augmente la complexité à la fois pour le contrôle de l'adéquation des tarifs que pour la comparaison des acteurs.

## Tarifs d'utilisation du réseau

Notre commune soutient toute modification qui favorise la solidarité entre tous les utilisateurs des réseaux publics et qui encourage le développement des productions renouvelables et l'efficacité énergétique.

La désolidarisation croissante provoquée par l'autoproduction, associé à une probable augmentation des tarifs d'acheminement et des taxes, crée une injustice sociale et risque de faire émerger une société énergétique à deux vitesses. Une trop forte proportion d'autoconsommation exempte du financement des infrastructures met en danger à terme la mission universelle d'approvisionnement par le GRD.

Les réseaux publics doivent être financés de manière équitable par tous les utilisateurs, quel que soit leur degré d'autoproduction. Ainsi, nous encourageons l'OFEN à développer des modèles de tarification des réseaux qui vont plus loin que le 50% proposé, en basant la tarification par exemple sur l'énergie consommée au point de soutirage et non pas uniquement sur l'énergie soutirée au réseau.

Concernant le report de coût entre niveaux de réseaux et pour promouvoir les productions décentralisées qui injectent sur les réseaux de distribution inférieurs, notre commune salue l'abandon du principe dit de « l'énergie brute » en faveur de « l'énergie nette ». Nous acceptons également une composante puissance de 90% pour le report des coûts. Par cohérence, nous proposons que cette proportion puisse être appliquée à la tarification d'utilisation de tous les niveaux de réseau jusqu'à la distribution (NR7).

## Rôle d'un centre de données (datahub) national pour assurer l'efficacité des échanges de données dans un marché de l'électricité ouvert

Le renoncement à l'ouverture totale du marché nous affranchira du développement coûteux d'un ou de plusieurs système d'échange de données et des risques de sécurité de données inhérents. Des exemples européens, dont la Belgique, ont démontré à quel point ces centres de données sont extrêmement coûteux. En cas d'ouverture, de tels centres seraient malheureusement nécessaires, au détriment des clients finaux.

La définition et la publication trop tardive des spécifications pour ces échanges mèneront à des investissements inadéquats, comme cela est actuellement le cas dans le Smart Metering.

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 des 15 à 20'000 clients libres. 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 pour les 99% ou environ 5 millions de consommateurs suisses.

Nous sommes également 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. Nous nous opposons à complexifier ce système et demandons de supprimer l'art. 17b-ter.

## Modalités de la réserve de stockage

Nous sommes favorables à un nouveau dispositif d'assurance de l'approvisionnement, à condition d'admettre au niveau de la loi notamment aussi le consommateur final comme contributeur. Il s'agit d'accorder

la possibilité, par des mesures de type « demand side management » (DSM), de participer à cette contractualisation annuelle de la 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. De telles centrales devraient donc également pouvoir se qualifier pour participer à cette réserve d'énergie pour quelques jours ou semaines.

Dans un objectif de sécurité d'approvisionnement et dans le contexte d'une transition énergétique à venir, notre commune est favorable à la création et la gestion de la réserve stratégique de stockage aux conditions suivantes :

- Les technologies qui ne génèrent pas de CO2 doivent être dans tous les cas favorisées par rapport à des réserves thermiques.
- Une régulation stricte doit être mise en place pour éviter la formation d'une rente oligopolistique.
- La plus-value financière obtenue par les exploitants de la réserve doit être considérée dans le cadre d'éventuelles mesures de soutien financières supplémentaires.

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. (...) »

### **Modalités de la régulation Sunshine et impact de cette régulation en termes d'efficacité**

Notre commune est favorable à une régulation stricte, transparente, solide et stable dans le temps. Par son approche pragmatique, la régulation Sunshine peut être l'outil adéquat.

La baisse de CHF 95.- à 75.- du bénéficiaire autorisé sur l'énergie en approvisionnement de base montre que ce système peut être utilisé de manière pragmatique et efficace comme outil de régulation en termes d'efficacité.

Cependant, par rapport aux pratiques actuelles et aux éléments proposés dans la révision, nous insistons sur la nécessité de distinguer entre les coûts hérités par un GRD des réseaux amonts et les coûts internes générés par sa propre activité. À ce jour, environ 40% des coûts composants des tarifs d'acheminement sont imposés par les réseaux amonts. Tous les acteurs devraient être mesurés et comparés sur les éléments qu'ils peuvent influencer dans leur rôle respectif, et pas uniquement les distributeurs finaux qui héritent des coûts de toute la chaîne amont.

En revanche, il serait précipité d'introduire à ce stade, au niveau de la loi, une prédétermination impliquant l'introduction d'une « régulation incitative » formelle. L'annonce de l'introduction possible d'un régime de régulation incitative provoque immédiatement l'anticipation de certains investissements et donc un renforcement non-désiré de l'intensité capitaliste des réseaux. Nous demandons de supprimer la disposition de l'art. 22a al. 3 respectivement et de ne formaliser aucune tâche nouvelle et supplémentaire de l'OFEN dans ce domaine.

Nous vous assurons que les GRD communaux, dans leur esprit de service public, feront tout pour se conformer aux incitations transparentes et argumentées. En contrepartie, nous demandons que la régulation soit équitable envers tous les acteurs. Nous ne voulons pas que nos efforts soient utilisés pour maintenir ou augmenter les bénéfices des grands groupes.

## Maintenir la priorité aux énergies renouvelables

Avec la proposition d'abroger l'actuel art. 13 al. 3 LApEl, c'est surtout la priorité au courant issu de sources renouvelables lors de l'attribution des capacités de réseau qui se voit supprimée. Dans le contexte où la Stratégie énergétique 2050 doit orienter l'approvisionnement en énergie de la Suisse davantage vers le renouvelable, cette proposition de suppression irrite. Même en tenant compte du fait que les privilèges pour certaines technologies de production ne sont pas faciles à mettre en œuvre, le fait de renoncer à une priorité pour les énergies renouvelables ne peut se justifier que si les coûts environnementaux se reflètent dans le prix du courant (en particulier celui issu de sources non renouvelables). En outre, le Conseil fédéral se contredit lorsqu'il parle de privilégier certaines capacités de production lors de l'attribution des capacités transfrontalières de réseau. Car il y a deux ans, le gouvernement a soutenu l'initiative parlementaire 15.430, qui demandait justement la suppression des priorités aux énergies renouvelables dans le réseau de transport transfrontalier.

## Modalités de la régulation des flexibilités

Nous sommes favorables, sur le principe, à l'attribution des flexibilités aux véritables détenteurs et à l'exploitation contre rétributions de celles-ci (art. 17b-bis). Toutefois, il faut éviter de sur-administrer cet instrument évolutif de gestion des réseaux. L'exploitation rémunérée des flexibilités est par ailleurs possible aussi en ouverture partielle du marché de l'électricité. Pour les réseaux il y aura un effet double encore très incertain : 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 (charges ponctuelles des véhicules électriques) et, par le dimensionnement optimisé des réseaux, limiter l'augmentation des coûts de réseau.

Le GRD local doit disposer de tous les moyens pour assurer l'exploitation sûre et efficace de son réseau local de distribution. Dans cet objectif, nous exigeons que tout contrat d'utilisation de flexibilité par un acteur autre que le GRD local soit soumis à autorisation de celui-ci. Ce dernier doit également disposer de la possibilité technique et contractuelle de bloquer, respectivement de libérer un signal de télécommande émis par un acteur tiers sur une installation raccordée au réseau local. Rappelons également que l'intervention imprévue par un tiers sur la flexibilité d'un client alimenté par un autre fournisseur ou GRD augmente le coût de l'approvisionnement de ce dernier.

Pour éviter des investissements inadéquats, nous demandons à l'OFEN de préciser le plus rapidement possible les règles opérationnelles pour l'utilisation des flexibilités.

## Ouverture des systèmes de mesure

Nous nous opposons à la libéralisation partielle des systèmes de mesure en raison des risques concernant la fiabilité et la qualité des données pour les parties prenantes. Pour le consommateur la régulation actuelle et prévue nous semble davantage garante de conditions appropriées que la « captivité contractuelle » non transparente auprès d'un prestataire de mesure tiers. Les changements législatifs sont beaucoup trop fréquents (imputabilité et mutualisation des coûts de comptage dès 2018 ; obligation de déployer les smart meters à l'horizon 2027 ; proposition de libéralisation partielle à l'horizon 2023). 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) et se trouve en très forte évolution technologique. 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.

## Sensibilisation aux économies d'électricité

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. Les efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique contribuent à maîtriser les coûts de réseau. Les résultats sont tangibles, comme le démontre les retours d'expérience de différents programmes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

## Contrôle suisse de Swissgrid

Selon le droit en vigueur, Swissgrid est une société anonyme privée qui doit veiller à ce que son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes (art. 18, al. 3 LApEI). Afin d'assurer ce contrôle suisse, l'alinéa 4 prévoit en plus un droit de préemption pour les cantons, les communes et les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse. Lors des transferts d'actions de ces dernières années, ce droit de préemption prescrit par la loi n'a pas été respecté; on a plutôt appliqué une disposition statutaire qui va au-delà du texte de loi et qui accorde aux actionnaires existants une sorte de droit de pré-préemption. A cet égard, il est incompréhensible que le Conseil fédéral ait accepté cette disposition statutaire (voir art. 19 al. 1 LApEI) et qu'il ait aussi toléré tacitement cette violation de la loi.

La modification qui est proposée clarifie certes les conditions-cadres formelles du droit de préemption, mais elle conduit aussi à une discrimination des communes, qui ne peut être justifiée ni objectivement, ni sur le plan de la procédure. C'est pourquoi nous demandons que les cantons et les communes soient traités sur pied d'égalité dans l'ordre de priorité du droit de préemption nouvellement défini.

Pour finir, nous regrettons que le volet « technique » de cette révision de la LApEI ne renforce pas de façon claire les acteurs économiques responsables d'une infrastructure essentielle. Le système électrique est vulnérable et risquerait de se trouver fragilisé par la multitude de retouches proposées du cadre légal. Une forte augmentation de la complexité et des coûts, sans parler de l'inconfort des citoyens face aux futures et innombrables campagnes commerciales, se feraient au détriment du porte-monnaie des clients finaux, des objectifs de la SE 2050 et de la politique climatique suisse.

Nous vous remercions de la prise en compte de notre prise de position et de nos demandes et vous transmettons, Madame la Conseillère fédérale, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, nos salutations cordiales.

Le maire : L.-J. Fleury



Le conseiller en charge : D. Steullet



## **Stellungnahme der KGTV zur Änderung des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)**

### **Allgemeine Beurteilung der Vorlage**

Wir begrüßen es grundsätzlich, dass nun endlich eine Vorlage zur vollständigen Liberalisierung des Strommarktes vorgelegt wird. Hingegen sind wir der Meinung, dass mit der vorliegenden Revision des StromVG die Ziele der Energiestrategie 2050 nicht erfüllt werden können. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund der auslaufenden KEV, der gescheiterten Vorlage zum KELS und des wachsenden Strombedarfs für die begrüßenswerte Elektromobilität. Um die Strategie der dezentralen Stromerzeugung umzusetzen, sind dringend weitere konkrete, zielführende Massnahmen notwendig. Es ist an der Zeit, mit der Schweizer Energieversorgung im Zeitalter der Digitalisierung anzukommen. Nach dem Motto «Intelligenz statt Kupfer» sind mit dem Einsatz von Smart-Metern neue, virtuelle Abrechnungsmodelle für ZEV-Lösungen und für Netzentgelte zu ermöglichen. Damit können moderne, verursachergerechte und auf dem physikalischen Stromfluss basierte Lösungen etabliert werden. Für die Förderung von dezentraler Produktion/Verbrauch sind verursachergerechte Netztarife notwendig, welche nur die Kosten der effektiv benutzten Netzteile/Netz- resp. Spannungsebenen berücksichtigen. In einem ersten Schritt könnte für ZEV auf das Netzentgelt für die Netzebene 7 verzichtet werden.

Aus unserer Sicht braucht es unbedingt mehr Anreize und Planungssicherheit für Investitionen in die Produktion von erneuerbarer Energie – bevorzugt durch dezentrale Anlagen und für Winterstromproduktion.

### Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen

Wir begrüßen die Einführung einer Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen. Diese «Versicherung» als Energiereserve mit der jährlichen Ausschreibung ist marktwirtschaftlich und energiepolitisch sinnvoll.

### Basisstromprodukt

Mit einem erneuerbaren Basisstromprodukt in der Grundversorgung kann ein Schritt in die richtige Richtung gemacht werden. Allerdings darf es nicht sein, dass alle ökologischen Anforderungen an die Stromversorgung nur auf diejenigen Kunden abgewälzt werden, die noch in der Grundversorgung bleiben. In erster Linie ist auf nicht erneuerbarer Stromproduktion eine Lenkungsabgabe zu erheben. Damit sollen die nicht gedeckten Externalitäten eingepreist werden. Ist diese Lösung nicht mehrheitsfähig, sind für die Kunden auf dem freien Markt Vorgaben zu erlassen.

### Messwesen

Das Messwesen ist grundsätzlich zu liberalisieren. Auch hier gilt der Grundsatz «Intelligenz statt Kupfer». Heute sind für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch über mehrere Parzellen umfangreiche und aufwendige bauliche Anpassungen an den Netzanschlüssen, Kabeln und Zählern notwendig. Unnötige hohe Kosten und Parallelnetze sind die Folge. Mit dem Einsatz von virtuellen Zählern kann diese Problematik sehr elegant und effizient mit modernen digitalen Hilfsmitteln (SmartMeter) gelöst werden. Die Rahmenbedingungen sind so anzupassen, dass doppelte Messinfrastrukturen und unwirksame Zertifizie-

rungsbürokratie eliminiert wird. Damit werden die Hürden für ZEV-Lösungen bei bestehenden Bauten abgebaut und die Anreize zur Dezentralisierung der Stromversorgung richtig gesetzt.

## Flexibilitätsregulierung

Die Bewirtschaftung von Flexibilitäten hat Priorität vor dem Netzausbau. Die Rahmenbedingungen sind auf diesen Grundsatz auszurichten. Privatwirtschaftliche Bestrebungen, einen Flexibilitätsmarkt aufzubauen (z.B. SmartGridready-Label), sind zu unterstützen und gezielt zu fördern. Wir unterstützen die verstärkte Nutzung von Flexibilitäten und fordern die rasche Einführung eines Smart Grids. Flexibilitätsanreize sollen für die Bereitstellung von lokalen Energiereserven, die Vermeidung von Netzüberlastungssituationen sowie zur Sicherstellung der Qualität (Spannungshaltung, Blindleistungskompensation) gesetzt werden. Anreize, welche den Netzausbau indirekt als Mittel für eine höhere Netzentschädigung nutzbar machen, sollen abgeschafft werden.

Die vorgeschlagenen Massnahmen ermöglichen die erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050 im Strombereich.

## **Anträge und Bemerkungen zu einzelnen Bestimmungen**

Vorbemerkung: Sollten zur Erreichung der nachstehend formulierten Ziele und zur konformen Umsetzung der Änderungsanträge weitere Gesetzesanpassungen erforderlich sein, sind sie im Zusammenhang mit dieser Gesetzesrevision ebenfalls umzusetzen.

### **1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen** (Art. 1-4)

#### Änderungsantrag zu Art. 4 Begriffe

b. Endverbraucher: Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken oder für die Speicherung mit anderen Technologien;

#### Begründung:

Alle Speichertechnologien sollen gleichbehandelt werden. Allenfalls ist aus praktischen Gründen zurzeit eine Einschränkung auf reine Speichersysteme zu prüfen. Als Fernziel muss aber jeder Speicher mit netzdienlichem Einsatz – also auch ein solcher, der noch mit einem Eigenverbraucher verbunden ist – einem reinen Speicher gleichgestellt sein. Das heisst aber nicht notwendigerweise, dass damit für alle Speichertechnologien eine Befreiung von Netznutzungsgebühren verbunden ist. Diese Frage ist separat zu diskutieren.

### **2. Kapitel: Versorgungssicherheit** (Art. 5-9)

#### Änderungsantrag zu Art. 6 Grundversorgung

<sup>2</sup> Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer, ~~sowie überwiegend oder~~ ausschliesslich erneuerbarer Energie beruht.

Begründung:

Die Idee eines ausschliesslich erneuerbaren Stromproduktes als Standard in der Grundversorgung hat sich schon bei verschiedenen kantonalen und lokalen Energieversorgern durchgesetzt. Es ist ein bewährtes Instrument, um einen höheren Anteil von erneuerbarer Energie im Strommix zu erzielen.

Hinweis zum Thema Herkunftsnachweise:

Das heutige HKN-System ist überholt und mit der Energiestrategie schlecht vereinbar. Die jährliche Hinterlegung von Herkunftsnachweisen ist deshalb zu verbieten und stattdessen in einem ersten Schritt auf eine Einlösungsfrist von 30 Tagen zu begrenzen.

**3. Kapitel: Netznutzung**  
(Art. 10-20)

Änderungsantrag zu Art. 14

1 Das Entgelt für die Netznutzung darf die anrechenbaren Kosten sowie die Abgaben und Leistungen am Gemeinwesen nicht übersteigen.

2 Das Netznutzungsentgelt ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu errichten.

3 Für die Festlegung des Netznutzungstarifes gilt:

a) Es müssen einfache Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln.

b) Sie müssen ~~unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt sein~~, die Kostenwahrheit über die effektiv genutzten Netzebenen abbilden und sich am tatsächlichen Stromfluss orientieren.

c) Sie müssen sich am Bezugsprofil orientieren und ~~im Netz eines Netzbetreibers~~ pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein.

Begründung:

Die Netztarife sollen Anreize zur optimalen Netzauslastung geben. Die Einführung von verursachergerechten Netztarifen ist grundsätzlich zu begrüßen. Es braucht aber Netztarife, welche Investitionsanreize darstellen, lokal (nahe beim Verbrauch) und erneuerbar zu produzieren und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) zu realisieren. Für die Förderung von dezentraler Produktion und Verbrauch sind verursachergerechte Netztarife notwendig, welche nur die Kosten der effektiv benutzten Netzteile/Netz- resp. Spannungsebenen berücksichtigen. Mit dem Einsatz von SmartMetern ist eine zeitechte Messung der tatsächlich benutzten Netzebenen technisch machbar. Ein Teil der Netzkosten wird bereits beim Netzanschluss als einmaliger Netzkostenbeitrag in Rechnung gestellt. Es ist sicherzustellen, dass die Netznutzungstarife, welche zusätzlich pro kWh erhoben werden, den effektiven Kosten entsprechen. Die Punkte a) und b) im Art. 14, Absatz 3 stehen in der heutigen Energiewelt im fundamentalen Widerspruch. Deshalb ist Punkt b) entsprechend anzupassen. Im Gegenzug ist bei Punkt c) die Einschränkung auf das «Netz des Netzbetreibers» zu streichen um eine Solidarisierung der Netzentgelte pro Netzebene über die gesamte Schweiz einzuführen. Absatz 4 ist entsprechend anzupassen.

Zu Art. 15 bzw. den zugehörigen Erläuterungen auf S. 33 im Bericht: Wir begrüßen die Absicht, das Betragsnettoprinzip einzuführen. Es ist heute Realität, dass Strom nicht nur von «oben» nach «unten»

fließt. Für die Verteilnetzbetreiber entsteht ein grösserer Anreiz, Stromerzeugung in seinem Verteilnetzgebiet zu fördern und abzunehmen.

Insbesondere zu begrüßen sind Lösungen, welche im Rahmen des Absatzes 3bis mit «intelligenten Steuer- und Regelsystemen» sowie mit «innovativen Massnahmen für intelligente Netze mit bestimmten Funktionalitäten) ermöglicht werden. Mit der intelligenten Bewirtschaftung von Flexibilitäten können Netzausbauten vermieden und ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz sichergestellt werden. Die Rahmenbedingungen sind auf diesen Grundsatz auszurichten. Damit alte Denkmodelle überwunden werden können, sind innovative Massnahmen notwendig. Privatwirtschaftliche Bestrebungen, einen Flexibilitätsmarkt aufzubauen (z.B. SmartGridready-Label; [www.smartgridready.ch](http://www.smartgridready.ch)), sind unter diesem Aspekt zu unterstützen und gezielt zu fördern.

## 2a. Abschnitt: Messwesen

Änderungsantrag zu Art. 17a Zuständigkeit für die Messung

~~2 Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh pro Verbrauchsstätte sowie Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber mit einer Anschlussleistung von mehr als 30 kVA können einen Dritten freier Wahl mit dem Messstellenbetrieb, den Messdienstleistungen oder der gesamten Verrechnungsmessung beauftragen. Soweit sie dieses Wahlrecht nicht ausüben, bleibt der Netzbetreiber ihres Netzgebiets zuständig.~~

### Begründung (gilt für den ganzen Abschnitt 2a):

Das Messwesen ist im Grundsatz zu liberalisieren, die Möglichkeiten der Digitalisierung sind zielorientiert und konsequent zu nutzen. Es gilt der Grundsatz «Intelligenz statt Kupfer». Doppelte Messinfrastrukturen und Parallelnetze sind zu verhindern. Gemäss den heutigen Rahmenbedingungen sind für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch, welche mehrere Parzellen umfassen, umfangreiche und aufwendige bauliche Anpassungen an den Netzanschlüssen, Kabeln und Zählern notwendig (siehe Abb. 1). Diese führen einerseits zu unnötigen hohen Kosten und andererseits zu Parallelnetzen ohne den geringsten Mehrwert. An der Physik des Stromflusses ändert sich dadurch nämlich nichts, der Strom fliesst in jedem Fall nach dem Gesetz des geringsten Widerstands. Mit dem Einsatz von virtuellen Zählern könnte diese Problematik elegant und effizient mit modernen digitalen Hilfsmitteln (SmartMeter) gelöst werden (siehe Abb. 2). Dabei sind folgende Punkte zu regeln:

- Zertifizierung von virtuellen Zählern
- Es sind Zähler mit Kommunikationseinrichtungen erforderlich
- Anpassung der Anforderungen an SmartMeter
- Datenschutz und Datensicherheit

Doppelte Messinfrastrukturen sind beispielsweise auch dort zu verhindern, wo ein Endkunde bereits über eine METAS-zertifizierte Messinfrastruktur verfügt. In solchen Fällen sind diese Daten des Endkunden für die Abrechnung zu verwenden. Zur Vereinfachung und Bürokratiereduktion ist die Registrierungspflicht für interne ZEV-Zähler bei METAS aufzuheben. Stattdessen sollen typengleiche und gleich alte Zähler ohne zeitliche Beschränkung erlaubt sein, solange die Messwerte plausibel sind. Es ist Sache der ZEV-Eigentümer, die Qualität des Messsystems zu bestimmen. Weiter soll die «CE»-Konformität auch für andere Elektrizitätszähler als reine Wirkenergiezähler gelten und die Nacheichpflicht für interne ZEV-Zähler ist aufzuheben.

Abb. 1 Zustand heute

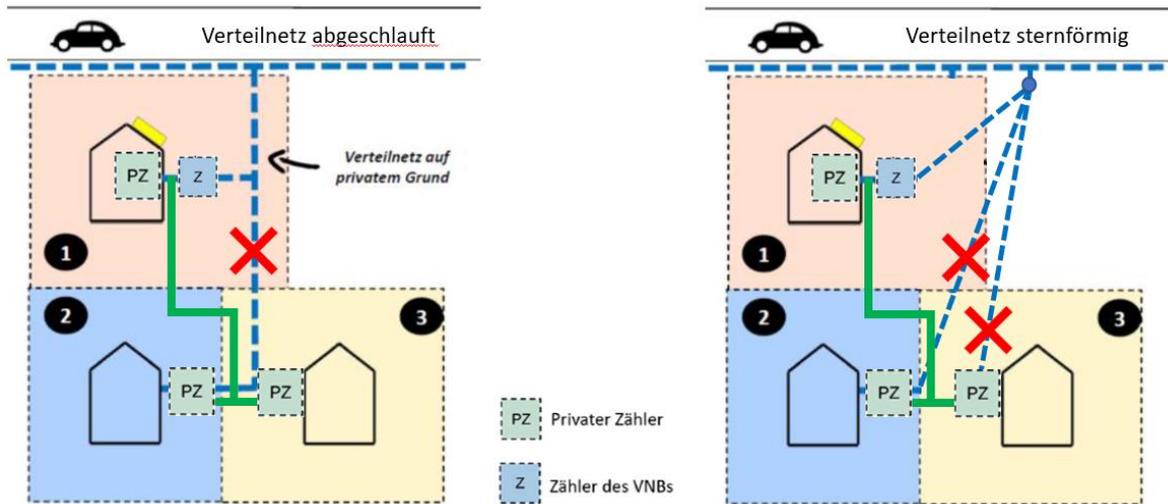
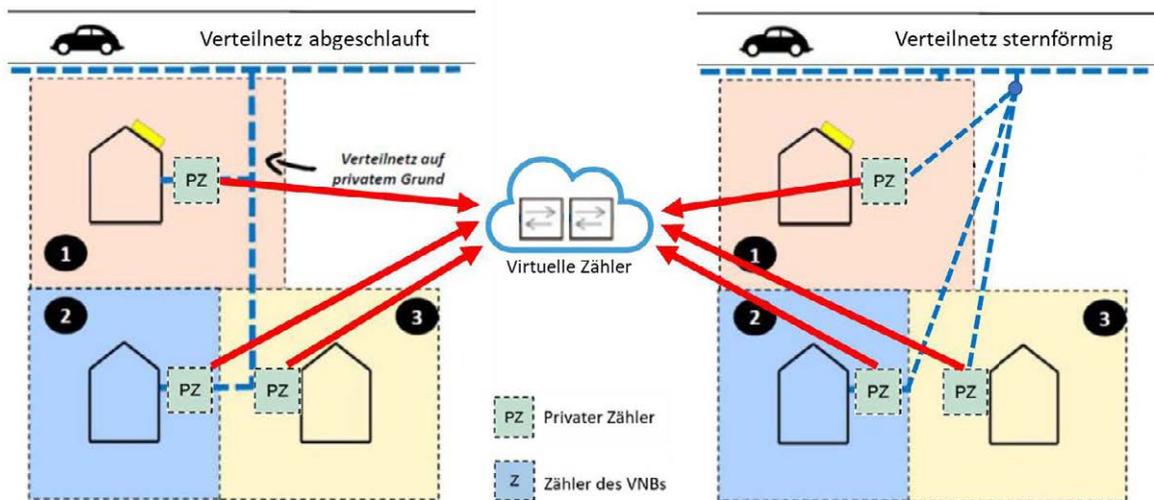


Abb. 2 Zustand nach Revision StromVG



Bern, 15. Januar 2019

KGTV Konferenz der Gebäudetechnik Verbände

Jürg Grossen  
Präsident



Seilbahnen Schweiz  
Remontées Mécaniques Suisses  
Funivie Svizzere  
Pendicularas Svizras

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

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

Bern, 29. Januar 2019  
Tel. +41 31 359 23 65, [samuel.matti@seilbahnen.org](mailto:samuel.matti@seilbahnen.org)

**Vernehmlassung:**

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

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Seilbahnen Schweiz (SBS) bedankt sich für die Möglichkeit zur titelerwähnten Revision Stellung zu nehmen. Als Schweizerischer Dachverband vertritt SBS die Anliegen und Interessen von knapp 370 Seilbahnunternehmen auf nationaler Ebene. Um im hartumkämpften Markt auch gegenüber der ausländischen Konkurrenz zu bestehen, ist es für die Seilbahnen ein grundlegendes Ziel und Bestreben, über optimale Rahmenbedingungen zu verfügen und unter anderem auch kostenseitig alle möglichen Potentiale auszuschöpfen.

**Grundhaltung:**

Im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage sind die Leitziele der Revision genannt. Es handelt sich dabei um die langfristige Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit und die Verbesserung der Effizienz des Marktes. Seilbahnen Schweiz unterstützt diese beiden Leitziele voll und ganz, decken sich diese doch mit den obengenannten Branchenzielen. Wie bereits in unserer Stellungnahme zum ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 betont, spricht sich SBS für eine nachhaltige Energiepolitik aus und unterstützt im Wesentlichen auch das dritte Leitziel der Revision, die marktseitige Unterstützung der Energiestrategie 2050. Veränderungen im Strommarktdesign sollen kompatibel mit einem EU-Stromabkommen sein und dürfen nur minimale gesamtwirtschaftliche Kosten zur Folge haben.

Gleichzeitig ist es uns ein grosses Anliegen, dass die Massnahmen der Energiepolitik des Bundes nicht unverhältnismässig stark in den Berggebieten greifen. Die Rahmenbedingungen sind hier generell herausfordernder. Als Beispiele genannt seien das rauere Klima, das dünnere Netz des öffentlichen Verkehrs oder in der Regel standortgebundene Geschäftsaktivitäten, die stark von auswärtigen Kunden abhängig sind. Anpassungsmöglichkeiten sind daher in den Berggebieten begrenzter als im Mittelland. Unternehmen im Berggebiet brauchen Bedingungen, die es aufgrund der Standortgebundenheit erlauben, die nötige Wertschöpfung zu erzielen.



Zu den Grundzügen und einzelnen Elementen der Vorlage äussern wir uns wie folgt:

**Vollständige Strommarktöffnung (Zweiter Marktöffnungsschritt):**

SBS befürwortet den zweiten Marktöffnungsschritt. Die bisherige Teilmarktöffnung behindert den notwendigen Strukturwandel in der Branche und blockiert innovative Marktangebote, mit denen die Energiestrategie 2050 vorwärtsgebracht werden kann. Die vollständige Marktöffnung gilt auch als eine Voraussetzung für ein EU-Stromabkommen. Das EU-Stromabkommen und damit eine optimale Einbindung ins europäische Netz bietet die beste Versorgungssicherheit und ist auch aus unserer Sicht von zentraler Bedeutung.

Der in der Vorlage gewählte Ansatz geht jedoch noch zu wenig weit, da gemäss Art. 5 und 6 StromVG in der Grundversorgung nach wie vor die Netzbetreiber Energielieferanten sein werden. Es ist falsch, in einem liberalisierten Strommarkt Netzbetrieb und Stromlieferung beieinander zu halten. Nur eine vollständige Entflechtung macht Sinn, Netzbetreiber sollen keine Energielieferanten mehr sein. Feste Endverbraucher sollten schweizweit in einer einzigen Bilanzgruppe geführt und daraus versorgt werden. Es ist viel effizienter, wenn eine Instanz das für alle macht, als wenn jeder Netzbetreiber das machen muss, was andere besser können. Ansonsten bleibt das Risiko, dass der Endverbraucher durch das verbleibende Monopol des Netzbetreibers zu stark belastet bleibt.

Der grössere Teil des Stroms wird bereits am Markt beschafft. Für den Teil, der weiterhin in der Grundversorgung geliefert wird, ist es am effizientesten, wenn er aus einer einzigen Bilanzgruppe (BG) geliefert werden kann. Dem Betreiber der BG Grundversorgung können dann Vorgaben gemacht werden, wie er die einheimischen erneuerbaren Energien zu berücksichtigen hat und Produzenten können ihre Energie dieser BG anbieten. Die BG Grundversorgung soll auch bei Lieferantenausfall (Art. 7 StromVG) in die Lücke springen.

Der Vorschlag, wonach Endkunden, die in der Grundversorgung bleiben möchten, künftig standardmässig ausschliesslich Strom aus der Schweiz erhalten, der zudem zu einem Mindestanteil aus erneuerbaren Energien produziert werden muss, erscheint uns vernünftig. Dass damit vor allem die Schweizer Wasserkraft gestärkt wird, ist ein Vorteil.

**Sicherstellung der Versorgung und Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen:**

Art. 8 Abs. 1<sup>bis</sup> StromVG besagt, dass die Elektrizitätserzeuger, die Endverbraucher und die sonstigen direkt oder indirekt an das Netz Angeschlossenen ihren Netzbetreiber bei Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs unterstützen. Hier ist zwingend eine genauere Umschreibung, bzw. eine Einschränkung der Massnahmen nötig. Für Endverbraucher sind die möglichen Massnahmen nicht abschätzbar, bzw. können unter Umständen grosse finanzielle Lasten zur Folge haben. Wir denken dabei zum Beispiel an Investitionen in die Netzinfrastruktur und an Netzausbauten. Seilbahnunternehmen befinden sich vielfach am Ende eines Versorgungsnetzes und benötigen für den Betrieb der Anlagen grosse Anschlussleistungen. Auch ein kurzfristiger Lastabwurf kann einschneidende wirtschaftliche Konsequenzen auf das unmittelbare Tagesgeschäft zur Folge haben.

Art. 8a StromVG, der die Vorgaben zur «Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen» macht, ist komplett zu streichen. Die inländische Produktion im Winter reicht bereits seit langem nicht aus, um den Bedarf zu decken. Somit ist die Schweiz im Winterhalbjahr auf jeden Fall auf Importe angewiesen. Eine optimale Anbindung an den europäischen Strommarkt ist die wichtigste Massnahme für die Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit. Die vorgeschlagene Speicherreserve ist ein unnötiger Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit der Produzenten, weil sie



verfügbare Energie in den Speichern der normalen Bewirtschaftung am Markt entzieht. Je grösser diese strategische Reserve ist, desto mehr Energie wird dem Markt entzogen. Eine solche Reserve mittels Eingriff in die Bewirtschaftung der Speicherseen verursacht nur Kosten, die mit einer neuen Abgabe (siehe Art. 15 Abs. 2 Bst. a StromVG) auf dem Übertragungsnetz zu Lasten der Endverbraucher gedeckt werden. Die nationale Netzgesellschaft für den Betrieb des Übertragungsnetzes auf gesamtschweizerischer Ebene (swissgrid) hat es in der Hand, mit grösserem zeitlichem Vorlauf Regelernergie für die kritischen Monate zu sichern.

Folglich ist auch Art. 15 Abs. 2 Bst. a StromVG anzupassen indem *...und die Speicherreserve;* gestrichen wird. Ebenso sind Art. 22 Abs. 2 Bst. f und Art. 29 Abs. 1 Bst. f<sup>bis</sup> zu streichen.

Die Verbraucher, die sich am Markt befinden, stützen sich auf die vertraglichen Verpflichtungen ihrer Lieferanten, dass die bestellte Energie vereinbarungsgemäss geliefert wird. Um die eingegangene Lieferverpflichtung erfüllen zu können, muss der Lieferant die dafür notwendige Energie entsprechend dem vereinbarten Leistungsbedarf ihrer Kunden frühzeitig reservieren und beschaffen bzw. selber produzieren.

Eine strategische Reserve verbessert die Versorgungssicherheit geringfügig, schafft aber neue Marktverzerrungen und verleitet die Produzenten zu einem Verhalten zur Gewinnoptimierung. Bekanntlich ist die Schweiz physisch sehr gut im europäischen Stromnetz eingebunden und mit dem vorgesehenen und notwendigen Stromabkommen mit der EU wird dies auch markttechnisch abgesichert werden können. Wie der Bundesrat schreibt, soll aufgrund dieser Ausgangslage im Schweizer Strommarkt wie bisher auch künftig nur die erzeugte Energie gehandelt und vergütet werden (Energy-Only-Markt (EOM)) und keine zusätzliche staatliche Förderung für Investitionen in Kraftwerksleistung/-kapazitäten erfolgen, was wir unterstützen.

#### **Transparenz (Rechnungsstellung und Sunshine-Regulierung):**

Wir begrüssen die Veröffentlichung der Messstarife sowie die gesonderte Ausweisung der Positionen für den Messstellenbetrieb und die Messdienstleistung gemäss Art. 12 StromVG. Art. 12 Abs. 3 muss jedoch im Sinne der Transparenz zwingend so ergänzt werden, dass die Abgaben für die Systemdienstleistungen ebenfalls gesondert ausgewiesen werden. Wichtig ist, dass die Informationen gemäss Art. 12 StromVG frei und kostenlos zugänglich sind. Dies kann z. B. über eine unabhängige Vergleichsplattform erfolgen.

Die durch die Wechselprozesse anfallenden Kosten können gemäss Art. 13a Abs. 2 StromVG nicht individuell angelastet werden. Damit eine willkürliche Festlegung der Kosten verhindert wird, sind diese jedoch transparent offen zu legen und zwingend unter die Aufsicht der ELCOM zu stellen. Wir **beantragen** eine diesbezügliche Ergänzung im Gesetz.

Die Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen (Art. 22a StromVG) unterstützen wir ebenfalls.

#### **Wahlfreiheit im Messwesen:**

Die Wahlfreiheit im Messwesen begrüssen wir sehr. Dies vor allem aus den folgenden Gründen:

1. Netzbetreiber verlangen teilweise deutlich zu hohe Tarife für die Verbrauchsmessungen.
2. Es gibt Qualitätsprobleme bei der Datenbereitstellung.
3. Für die Endverbraucher ermöglicht die Wahl des Messdienstleisters bessere und anwendergerechtere, bzw. individuellere Informationen zum Energieverbrauch.

Leider geht jedoch der Vorschlag in der Vorlage zu wenig weit und das ganze bleibt eine unvollendete Baustelle. Die unnötige Begrenzung von 100 MWh pro Verbrauchsstätte schafft neue Abgren-



zungskonflikte und verhindert durchgängige, effiziente Lösungen. Speziell für Unternehmen mit einer grösseren Anzahl an Verbrauchsstellen und damit auch der entsprechenden Anzahl Messstellen – die mit grosser Wahrscheinlichkeit nicht zwingend alle die 100 MWh-Verbrauchsgrenze erreichen – führt der Vorschlag dazu, dass unterschiedliche Messdienstleister tätig werden: Für die Messung der kleineren Verbraucher eines Endverbrauchers ist mit dem Gesetzesvorschlag unter Umständen nicht derselbe Messdienstleister tätig, der für die Messung der grossen Verbrauchsstätten (> 100 MWh) beauftragt wird. Es muss mit grossem Aufwand mit dem oder den Netzbetreibern eine Lösung gefunden werden. Dieser Mehraufwand wird wiederum viele Unternehmen vom Markteintritt abhalten. Wir **beantragen** deshalb, dass Art. 17a Abs. 1 und 2 StromVG wie folgt angepasst werden:

**Abs. 1:**

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

**Abs. 2:**

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

Mit Art. 17a Abs. 3 Bst. b wird das Feld für die Überwälzung von nicht klar definierten, allenfalls sogar unberechtigten Kosten auf den Endverbraucher, bzw. anderen Akteuren erneut stark geöffnet und damit die Eintrittsschwelle zur Wahlfreiheit noch höher gesetzt. Zumal wir davon ausgehen, dass ein Netzbetreiber die gesamten life-cycle-Kosten seiner eingesetzten Messgeräte bereits in den bekanntermassen zu hohen Messtarife eingerechnet hatte.

**Flexibilität:**

Gemäss Erläuterungen sind nur die Kosten für netzdienliche Flexibilität anrechenbar. Für die Bereitstellung von Regelenergie wird Flexibilität netzdienlich genutzt. Der Sachverhalt ist also bereits in Bst. a. mit ...*Kosten für Systemdienstleistungen*... geregelt und Art. 15 Abs. 2 Bst. d StromVG hat keine Berechtigung. Es darf im Weiteren nicht sein, dass mit dem neuen Art. 15 Abs. 2 Bst. d. die Anrechenbarkeit für «die Kosten für die Nutzung von Flexibilität» in den Verteilnetzen gemeint ist, ansonsten damit dem Verteilnetzbetreiber eine neue Möglichkeit geboten wird, anrechenbare Kosten zu generieren. Verteilnetzbetreiber nutzen bereits seit langem mit relativ starren und vermutlich nicht mehr zeitgemässen Rundsteuerungen die Flexibilität bestimmter stromverbrauchender Geräte. Vermehrte dezentrale Einspeisungen benötigen – und smarte Technologien erlauben – je länger je mehr flexiblere Ansteuerungen von Verbrauchern. Diese Flexibilität kann über differenzierte Tarife erschlossen werden, ohne dass dabei über den normalen Netzbetrieb hinausgehende Kosten anfallen. Im Gegenteil, mit besseren Steuerungsmöglichkeiten fällt ein Nutzen an.

Art. 17b<sup>bis</sup> Abs. 4 spezifiziert die netzdienliche Nutzung von Flexibilität. Die Nutzung ohne Zustimmung des Flexibilitätsinhabers darf einzig bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs möglich sein. Eine Entschädigung ist jedoch auch in diesen Fällen zu leisten. Mit dem vorliegenden Vorschlag von Art. 17b<sup>bis</sup> Abs. 4 im Entwurf des StromVG wird der Gefahr der Willkür definitiv Vorschub geleistet.



Seilbahnen Schweiz  
Remontées Mécaniques Suisses  
Funivie Svizzere  
Pendicularas Svizras

Seilbahnen Schweiz bedankt sich im Voraus für die Berücksichtigung der Anliegen. Bei Fragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Alexander Bernhard  
Direktor

An Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Bern, 28. Januar 2019

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

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Arbeitsgruppe Christen und Energie (ACE) setzt sich für eine sichere, zuverlässige und erschwingliche Energieversorgung ein. Wir äussern uns im Folgenden zu den zentralen Fragen Versorgungssicherheit und Marktöffnung.

Die vorgeschlagene Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) löst die durch die Energiestrategie 2050 entstehenden Versorgungsprobleme der Schweiz nur ungenügend. Die der Revision zu Grunde liegende Einschätzung, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz bis 2035 gewährleistet sei, ist für die ACE in mehrfacher Hinsicht nicht nachvollziehbar. Die dieser Beurteilung zu Grunde liegende «System-Adequacy-Studie» der ETH Zürich und der Uni Basel aus dem Jahr 2017 unterstellt unserer Einschätzung nach viel zu optimistische bzw. realpolitisch höchst unsichere Annahmen, insbesondere den ausreichenden Zubau bei den neuen erneuerbaren Energien, die gesicherte Strom-Lieferfähigkeit und Lieferbereitschaft der Nachbarländer und den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU, die mit grösster Wahrscheinlichkeit weder einzeln und schon gar nicht kumulativ eintreffen werden. *Die dem revidierten StromVG zugrunde gelegten Annahmen bilden insgesamt ein riskantes «Schönwetterszenario» ab.*

Bestätigt fühlt sich die ACE in ihrer Einschätzung u.a. durch die jüngsten Aussagen der Elektrizitätskommission (EiCom), die sich insbesondere seit der Rücktrittsankündigung der früheren Energieministerin geradezu auffällig von der Sichtweise des Energiedepartements (UVEK) zu distanzieren begonnen hat. So ist die EiCom der klaren Meinung, dass Vorbereitungen für Stresssituationen zu treffen sind und auch in Zukunft ein substanzieller Teil des Stroms im kritischen Winter in der Schweiz produziert werden soll.

Die heutige Sichtweise des UVEK steht zudem in eklatantem Widerspruch zu den Planungsannahmen des Bundesrates von 2011, welche die Grundlage zur Energiestrategie 2050 bildeten und letztlich zum Volks-Entscheid führten, aus der Kernenergie auszusteigen. Der anschliessende Verzicht des Parlamentes auf die 2. Etappe der Energiestrategie 2050 (Übergang zu einem Lenkungssystem) einerseits und der zu erwartende Ausbau der Elektromobilität andererseits werden die mittelfristige Versorgungssituation auf der Nachfrageseite zusätzlich verschärfen.

Die Schweiz wird mit dieser unrealistischen Politik des federführenden UVEK immer importabhängiger. Dass sich eine ähnliche Entwicklung (Hoffnung auf Stromimporte bei gleichzeitig ungenügender Eigenproduktion) auch in unseren Nachbarländern abzeichnet, erscheint zusätzlich als problematisch: Insbesondere Frankreich und Deutschland beabsichtigen, in absehbarer Zeit Grundlastkapazitäten (Kernenergie und Kohlekraft) drastisch zu reduzieren. Dabei ist zu beachten, dass das Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) den Schaden einer mehrwöchigen Strommangellage auf über 100 Milliarden Franken schätzt. Gemessen am finanziellen Schaden ist dies die grösste Bedrohung unseres Landes überhaupt.

**Die ACE kommt deshalb zum klaren Schluss, dass für den Gesetzgeber zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit der Schweiz namentlich im Winter gegenüber der vorliegenden Revisionsvorlage zusätzlicher Handlungsbedarf besteht, insbesondere in folgenden Gebieten:**

### **Massnahmen zum Erhalt der langfristigen Versorgungssicherheit**

Anstelle einer Teilrevision des StromVG ist eine umfassende, langfristig angelegte Gesetzgebung notwendig, die sicherstellt, dass die mit der Energiestrategie angestossene Änderung des Energiesystems *mit möglichst wenig technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Schwierigkeiten erfolgen kann*. Im StromVG ist daher eine Bestimmung einzufügen, *die den Bund verpflichtet, die Versorgungssicherheit der Schweiz mit Elektrizität durch eine vorausschauende Planung mit Grundlastkraftwerken zu garantieren*. Dabei ist zu beachten, dass der Bau der erforderlichen Produktionsanlagen aufgrund der langwierigen Verfahren und der üblichen politischen Widerstände nicht eine Angelegenheit von wenigen Jahren ist.

In der Energiestrategie 2050 sind die Geothermie und die Biomasse die vorgesehenen Technologien, welche die Grundlast liefern sollen. Hinter beide Technologien ist ein grosses Fragezeichen zu setzen: Aus heutiger Sicht ist offensichtlich, dass diese die ihnen in der Energiestrategie 2050 zugeordnete Rolle weder bei der Leistungsbereitstellung noch bei der Energieerzeugung erfüllen werden. Folglich sind andere, zuverlässige Technologien wie etwa GUD- und WKK-Anlagen in Betracht zu ziehen.

## Massnahmen zur Gewährleistung der kurzfristigen Versorgungssicherheit

Neben der langfristigen Versorgungssicherheit stellt sich auch das Problem der kurzfristigen Stromversorgungssicherheit, wenn die Schweiz bei wenig Niederschlag, wenig Wind und keinem Sonnenschein, bei mangelnder Exportfähigkeit der europäischen Nachbarländer und nicht zuletzt wegen der schrittweisen Ausserbetriebnahme der schweizerischen Kernkraftwerke den eigenen Strombedarf nicht mehr dauerhaft decken kann. Gemäss Art. 9 des StromVG besteht heute bereits eine Rechtsgrundlage, um eine strategische Reserve einzuführen. Dieses Thema kann bereits jetzt aktiv angegangen werden, *womit sich die im vorliegenden Revisionsvorschlag vorgesehene Speicherreserve als «Energieversicherung» erübrigt*. Die vorgesehenen Speichereserven sind allerdings ungenügend, da sie den Strombedarf nur für wenige Stunden oder Tage zu decken vermögen. Das Versorgungsproblem ist deshalb langfristig aus eigener Kraft zu lösen.

Fazit: Die Bestimmungen im StromVG sind dahingehend zu ergänzen, dass der Bund dafür sorgt, dass flexible, einheimische Grundlast-Kraftwerke erstellt werden, welche im Fall ungenügender Eigenproduktion die Versorgung der Schweiz mit Elektrizität sicherstellen, statt – einem angenehmen, aber unverantwortlichen Weg folgend – auf den Import von ausländischem Strom zu hoffen.

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme und die Berücksichtigung unserer Überlegungen.

Mit freundlichen Grüssen

Dr. Lukas Weber  
Präsident

Dipl. Ing. Marek Cernoch  
Aktuar



**Technische Betriebe**

Reto Schneider  
Gemeinderatsschreiber

Telefon: 071 844 23 02 (direkt)  
Mail: reto.schneider@tuebach.ch

**A-Post**  
Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

9327 Tübach, 25. Januar 2019/rs

**Stellungnahme zur Revision des 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 wesentlichem Interesse.

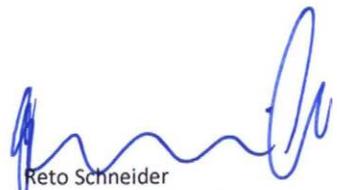
Da das geltende StromVG den Anforderungen einer stetig wachsenden dezentralen Stromversorgung nicht mehr genügt, steht die Elektrizitätsversorgung Tübach der Idee einer Revision grundsätzlich positiv gegenüber. Der Vernehmlassungsentwurf weist jedoch einige Punkte auf, die wir als negativ empfinden: so bleibt unter anderem das bestehende Marktdesign nahezu unangetastet, was einer erfolgreichen Umsetzung der Energiestrategie 2050 zuwiderläuft. Das neue StromVG hat unserer Meinung nach zu gewährleisten, dass die Versorgungssicherheit und die Effizienz der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert werden.

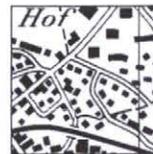
Die Elektrizitätsversorgung Tübach schliesst sich daher der Eingabe des Dachverbands Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) vom 18. Januar 2019 an, und wir bitten Sie, dessen Vorschläge bei der Überarbeitung der Gesetzesvorlage zu berücksichtigen. Für Ihre Bemühungen danken wir Ihnen im Voraus bestens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

Freundliche Grüsse

**GEMEINDE TÜBACH**

  
Michael Götte  
Gemeindepräsident

  
Reto Schneider  
Gemeinderatsschreiber



Dorfkorporation, 9642 Ebnat-Kappel

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern



Telefon 071 992 66 51  
thomas.ruetsche@dk-ebnat-kappel.ch  
Ebnat-Kappel, 25. 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 Dorfkorporation Ebnat-Kappel 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 Gesamtkonomie der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert werden.

Die Dorfkorporation Ebnat-Kappel 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

**Dorfkorporation Ebnat-Kappel**

Walter Scheiwiller  
Präsident

Thomas Rütsche  
Betriebsleiter

**Versorgung:** Elektrizität, Wasser    **Kommunikation:** Kabel-TV, Internet, Telefonie    **Entsorgung:** Abwasser, Abfall

Dorfkorporation Ebnat-Kappel  
Hofstrasse 5, 9642 Ebnat-Kappel  
Telefon 071 992 66 55, [www.dk-ebnat-kappel.ch](http://www.dk-ebnat-kappel.ch)

**Öffnungszeiten Montag - Freitag**  
morgens von 07.15 Uhr bis 12.00 Uhr  
nachmittags von 13.15 Uhr bis 17.00 Uhr



**Gemeindebetriebe**

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Aarwangen, 23. Januar 2019/pg  
Ihre Ansprechperson: Peter Gerber, Betriebsleiter

**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 Gemeindebetriebe Aarwangen 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 Gesamtkonomie der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert werden.

Die Gemeindebetriebe Aarwangen 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

Gemeindebetriebe  
Aarwangen



Peter Gerber  
Betriebsleiter



Einwohnergemeinde Brienz, Gemeindebetriebe  
Hauptstrasse 204, Postfach 728, 3855 Brienz

---

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Brienz, 24. Januar 2019 / fla

Direktwahl 033 952 22 55 / fritz.laternser@brienz.ch  
Laufnummer

### **Stellungnahme Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)**

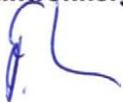
Sehr geehrte Damen und Herren

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 Gemeindebetriebe Brienz 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 Gemeindebetriebe Brienz 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  
**Einwohnergemeinde Brienz**

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'FL', written over a faint circular stamp.

Fritz Latenser  
Leiter Gemeindebetriebe



Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung

3003 Bern

Rümlang, 28. Januar 2019

Elektrizitätswerk Rümlang Genossenschaft  
Telefon: 044 817 90 90  
E-Mail: ewo-betriebsleitung@ewruem-  
lang.ch

## Revision StromVG (Strom VG) Stellungnahme zur Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

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

Die geplante Revision tangiert die grundlegenden Rahmenbedingungen sämtlicher Elektrizitätsversorgungsunternehmen und ist darum für uns von grossem Interesse.

Als regionales Querverbundunternehmen versorgen wir ca. 2'500 Endkunden in der Gemeinde Oberglatt mit 16 GWh elektrische Energie. Zusätzlich versorgen wir die Gemeinde Oberglatt mit Wasser. Unser Unternehmen ist Mitglied im Verband Kommunaler Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (VKE). Dieser ist wiederum im Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) organisiert.

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

Das EWO schliesst sich daher der Eingabe des Dachverbands Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) vom 18. Januar 2019 an, mit den zusätzlichen EWO-Ergänzungen zur Nutzung von Flexibilitäten vom 28. Januar 2019 als Beilage, 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.

Wir sind überzeugt, dass das BFE die Ergänzungen und Bemerkungen angemessen übernehmen wird und ein StromVG ausarbeitet, welchem wir zustimmen können.

Freundliche Grüsse  
Elektrizitätswerk Rümlang Genossenschaft



Willi Flükiger  
Betriebsleitung EWOberglatt

Beilagen:  
Ergänzung zur Nutzung von Flexibilitäten vom EWO

Alexander Wenk  
El'ing HTL/FH  
Oberzeiherstr. 9  
5079 Zeihen  
alexander.wenk@bluewin.ch

Zeihen, 29.01.2019

## Stellungnahme zum Vernehmlassungsentwurf zur Revision des Stromversorgungsgesetzes

### Einleitung

Die Energiewende in der Schweiz richtete sich einst nach dem Grundsatz *vor dem Gesetz sind alle Menschen gleich*. (Art. 8 der Bundesverfassung). Die KEV bot praktisch allen Anlagenerbauern kostendeckende Einspeisevergütungen. Das war richtig, denn ob 100 kleine Anlagen oder eine grosse gebaut wird, erzielt gerade bei der Fotovoltaik dieselbe Wirkung und auch etwa denselben Aufwand. Mehr noch: Anlagen von Hausbesitzern, die etwa dieselbe Jahresenergie liefern wie der Haushalt selbst verbraucht entlasten dank dezentraler Struktur die Netze.

Im Gegensatz dazu sind Grosskraftwerke punktförmige Lieferanten: Sie generieren eine riesige Leistung, die durch Übertragungsnetze an die Verbraucher verteilt wird. Netze können ihre Bemessungsleistung aber bidirektional ausnutzen und nicht nur in eine Richtung, wie es die Grosskraftwerke tun. Die Kleinstromproduzenten belasten die heutigen Netze also nicht, sondern tragen zur Entlastung bei.

Leider wurde die KEV für Kleinproduzenten aber längst gestrichen. Damit wird der gute Ansatz, dass alle Interessierten an der Energiewende auch finanziell teilhaben können, ins leider für die aktuelle bürgerliche Mehrheit typische Muster gewandelt: Es gibt die Wirtschaft, die ermächtigt ist Rechnungen zu stellen. Und es gibt die Bürger, die dazu verdonnert werden, diese Rechnungen zu bezahlen!

Können Sie diesem Vorwurf nicht zustimmen? Dann lassen Sie mich diesen begründen: Jede Firma in der Elektrobranche darf Gewinne schreiben. Das Kraftwerk verrechnet den Gestehungspreis des Stromes und darf noch Betriebsgewinn draufschlagen. Der Netzbetreiber verrechnet uns Durchleitungsgebühren, obwohl wir vor Einführung dieser das Netz bereits aus dem eigenen Sack bezahlt haben. Und dieses Netz ist im Gegensatz zu Strassen beinahe wartungsfrei, denn Stromleitungen, Transformatoren etc. nutzen sich nicht ab. Bleibt noch der Elektriker, der laut Gesetz einer geschützten Werkstatt gleich das Monopol auf Installationen hat und seine Arbeit mit gutem Gewinn in Rechnung stellen kann.

So dürfen alle ihren Gewinn einstreichen, ausser der Besitzer einer Photovoltaik-Kleinanlage. Er hat nur noch Anrecht auf eine Einmalvergütung und wird mit dem Ärger durch vom Verteilnetzbetreiber diktierten schlechten Einspeisekonditionen sich selbst überlassen, wie folgender Auszug aus dem Tarifreglement der Elektra Zeihen zeigt:



## Tarifordnung der Elektroenergieversorgung Zeihen (EVZ)

Gültig ab 01. Januar 2019 bis 31. Dezember 2019

ab 2019 werden die Hoch- und Niedertarife durch einen Einheitspreis ersetzt. Die bisherigen Tarife HLG, HKW und GK sind neu im Stromtarif ST zusammengefasst					
Tarif-Gruppe	Abonentengruppe	Energiepreis Rp. / kWh	Netznutzung Rp. / kWh	Grundgebühr pro Messeinrichtung Fr. / Mt	<b>Strompreis Rp. / kWh</b>
ST	Stromtarif	6.3	5.4	8.00	<b>11.7</b>
BTA	Baustrom und Temp. Anschlüsse	6.3	23.3	keine	<b>29.6</b>
PV-m.HKN	Vergütung der eingespeisten Überschussenergie mit HKN-Vertrag	-6.3	keine	keine	<b>-6.3</b>
PV-o.HKN	Vergütung der eingespeisten Überschussenergie ohne HKN-Vertrag	-5.0	keine	keine	<b>-5.0</b>

### Messung:

- Die erforderlichen Messapparate werden von der EVZ gestellt und gewartet.
- Die Grundgebühr beträgt für einen Haushaltzähler Fr. 8.- / Monat. Für eine Messung mit Dienstleistung Fr. 24.- / Monat
- Wird eine Lastgangmessung benötigt, muss die Ablesung über eine Fernablesung erfolgen.

### Vergütung der eingespeisten Überschussenergie aus PV Anlagen (Tarif PV....)

- Die Vergütung der Überschussenergie richtet sich nach dem Energiepreis.
- Kunden mit HKN-Vertrag wird die Überschussenergie nach Tarif-Gruppe PV-m.HKN vergütet.
- Kunden ohne HKN-Vertrag wird die Überschussenergie nach Tarif-Gruppe PV-o.HKN vergütet.

### ökologischen Mehrwert der Photovoltaikenergie

- Der ökologische Mehrwert (öMW) für die Energie der gemeindeeigenen Photovoltaikanlage beträgt 30 Rp. / kWh

Anhand dieses offensichtlich durch zuständige Kontrollbehörden akzeptierten Gebührenblatts sind verschiedene Ungerechtigkeiten zu entdecken:

- Die Gemeinde gibt sich selber einen ökologischen Mehrwert von 30 Rp./kWh, währenddem sie privaten Einspeisern nur 1.3 Rp./kWh geben will (Differenz zwischen PV-m.HKN und PV-o.HKN)
- Wer einspeist und zeitversetzt denselben Strom bezieht, bezahlt pro kWh 11.7 Rp, erhält dafür im besten Fall aber nur 6.3 Rp, was einem finanziellen Wirkungsgrad von 54 % entspricht.

Es leuchtet sicher ein, dass diese Konditionen in keiner Weise dazu motivieren, eine Fotovoltaikanlage zu bauen. Obwohl das vorliegende Gesetz nicht die KEV oder andere Förderprogramme betrachtet, finde ich es wichtig zu sagen, dass immer mehr Kleinproduzenten finden, dass das Mass der Diskriminierung von Kleinproduzenten durch die Lobby der Energiekonzerne nun langsam voll ist. Wenn jetzt die Energiepolitiker beispielsweise auch noch finden, dass leistungsorientierte Tarife dem Verursacherprinzip besser entsprechen, ergibt dies ohne Korrekturen eine weitere Verschlechterung für nicht KEV geförderte Kleinproduzenten. Dabei noch davon zu sprechen, *Eigenverbraucher profitieren bei hohen Arbeitspreisen zu Lasten der anderen Netzkunden*, darf als Zynismus bezeichnet werden.

Damit wird der Zubau von erneuerbarer Energie verhindert. Als Elektroingenieur müsste ich denjenigen, die in Erneuerbare investieren wollen schon heute empfehlen, ihrer Anlage das Ziel zu setzen, sich komplett vom heutigen Stromnetz abzuhängen (autarke Versorgung). Zahlungen an die Elektrizitätswirtschaft würden dadurch hinfällig. Das würde bedeuten, dass der Fotovoltaik-Anteil

kleiner wird, so dass er nur soviel Energie liefert, wie im Sommer vor Ort verbraucht werden kann. Diese würde mit einem lokalen Speicher gepuffert. Für den Rest (den Winterbedarf) würde dann ein Blockheizkraftwerk eingebaut, das im schlimmsten Fall eine Dieselnoststromgruppe wäre.

Ob das im Sinne der Energiestrategie 2050 ist, darf hinterfragt werden. Aber darauf wird es herauskommen, wenn ein System nur noch dazu dient, den Grossen Profite zulasten der Kleinen zu bescheren. Deshalb sind im vorliegenden Gesetz folgende Korrekturen zu berücksichtigen:

## Resultierende Forderungen

*Art. 8 Abs. 1 bis*

<sup>1bis</sup> Die Elektrizitätserzeuger, die Endverbraucher und die sonstigen direkt oder indirekt an das Netz Angeschlossenen unterstützen ihren Netzbetreiber bei Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs.

Diese Unterstützung darf nur vorausgesetzt werden, wenn die entsprechenden Parteien für diese Massnahmen kostendeckend finanziell unterstützt werden. Es gilt das freie Vertragsrecht und nicht das Diktat der Stromlobby.

*Art. 14 Sachüberschrift sowie Abs. 3 Einleitungssatz, 3 bis und 3 ter*

Netznutzungsentgelt und Netznutzungstarife

[...]

<sup>3bis</sup> Auf Spannungsebenen unter 1 kV gelten bei ganzjährig genutzten Verbrauchsstätten zusätzlich die folgenden Vorgaben:

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

<sup>3ter</sup> Kosten, die die Netzbetreiber individuell in Rechnung stellen, dürfen bei der Festlegung der Netznutzungstarife nicht berücksichtigt werden.

Zu 3bis a.: Dieser Artikel sagt aus, dass die anderen 50 % Fixkosten seien, also unabhängig vom kWh-Bezug. Dieser Fixkostenanteil wird resp. wurde allerdings den Elektrizitätsversorgern von Bauherren mit der Anschlussgebühr bereits bezahlt und dürfte deshalb nicht nochmals in jährlichen Stromabrechnungen eingefordert werden! (siehe auch Einleitung). Ich gehe also davon aus, dass die Netznutzungskosten im Vergleich zu heute für Endverbraucher ohne Leistungsmessung endlich sinken müssen!

Sollte der leistungsabhängige Teil allenfalls aus der Anschlussleistung berechnet werden ist bei Haushalten mit Fotovoltaikanlagen oder anderen Einspeisern nur die Differenz zwischen bezogener und eingespeister Leistung in Betracht zu ziehen. Dabei ist ausdrücklich auch eine Rückzahlung an den Einspeiser möglich, wenn er mehr kW einspeist als er bezieht! Begründung: Wer mit einer eigenen Stromproduktion dezentral einspeist, entlastet nicht nur seinen eigenen Anschluss, sondern auch die Sammelleitungen der Stromversorgung! Was lokal produziert und verbraucht wird, fliesst nicht über das höhergelegene Übertragungsnetz und darf auch nicht zur Deckung dieser Kosten herangezogen werden. Diese Einsparungen sind an die lokalen Einspeiser zu vergüten.

Zu 3bis b.: Dieser Absatz ist auf alle Verbraucher auszuweiten (nicht nur Eigenverbrauch). Weiter sollen in Umkehrung dieses Grundsatzes die Endverbraucher ohne Leistungsmessung nicht schlechter gestellt werden dürfen, als es der Fall wäre, wenn ein reduzierter kWh-Preis und ein Leistungspreis zur Anwendung käme.

*Art. 17abis* Messentgelt und Messtarife

<sup>1</sup> Für die Verrechnungsmessung erheben die Netzbetreiber von den Endverbrauchern, [...], ein Messentgelt. Dieses ist je Messpunkt zu entrichten und darf die anrechenbaren Kosten nicht übersteigen.

<sup>2</sup> Zur Erhebung des Messentgelts legen die Netzbetreiber verursachergerechte Messtarife fest. Diese sind für ein Jahr fest und können je nach Messmittel und Art der Messdienstleistung unterschiedlich sein.

Es ist festzustellen, dass dieses Messentgelt bereits heute überrissen hoch ist. Es geht nicht an, für angebliche Fixkosten eine Grundgebühr von über 100 Fr/Messstelle und Jahr zu fordern. Solche Fixkosten widersprechen dem Grundsatz, dass diejenigen die wenig Strom verbrauchen für ihre Sparsamkeit belohnt werden sollten. Hohe Fixkosten und niedere variable Komponenten benachteiligen diejenigen, die nur wenig Strom konsumieren. Umgekehrt machen sie das Energiesparen unattraktiv (warum sollte jemand Energie sparen, wenn er am Schluss fast gleichviel bezahlen muss wie ohne Einsparung?)

*Art. 17aer* Intelligente Messsysteme

<sup>2</sup> Der Bundesrat kann Vorgaben zur Einführung solcher intelligenten Messsysteme machen. Er berücksichtigt dabei internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen. Er kann die Netzbetreiber sowie die beauftragten Messstellenbetreiber und Messdienstleister dazu verpflichten, ab einem bestimmten Zeitpunkt bei allen Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern oder bei gewissen Gruppen davon intelligente Messsysteme zu verwenden.

<sup>3</sup> Er kann unter Berücksichtigung der Bundesgesetzgebung über das Messwesen festlegen, welchen technischen Mindestanforderungen die intelligenten Messsysteme zu genügen haben und welche weiteren Eigenschaften, Ausstattungen und Funktionalitäten sie aufweisen müssen, insbesondere im Zusammenhang mit:

- a. der Übermittlung von Messdaten;
- b. der Unterstützung von Tarifsystemen;
- c. der Unterstützung von weiteren Diensten und Anwendungen.

Für die Stabilhaltung des Netzes eignen sich die Überwachung von Spannung und der Frequenz hervorragend. Es benötigt dazu keinerlei Datennetze. Prinzipiell deutet global eine zu tiefe Frequenz auf eine Netzüberlastung hin. Lokal könnten Geräte die Netzspannung überwachen und bei zu niedrigem Wert die Bezugsleistung vermindern. Spannung und Frequenz sind einfach zu messen und benötigen keinen IT-Aufwand.

Sollte die Stromlobby resp. der Bund da anderer Ansicht sein, darf er auf eigene Rechnung (Sprich ohne Überbürdung der Kosten an den Nutzer) gerne ins Smartmetering investieren. Folgende Rahmenbedingungen sind aber einzuhalten:

Daraus resultierende Erkenntnisse dürfen nicht dazu führen, dass einem Kunden Elektrogeräte ohne sein Einverständnis zu- oder abgeschaltet werden können. Diese Hoheit muss beim Kunden bleiben. Ebenfalls dürfen damit keine unübersichtlichen Tarifsysteme entwickelt werden, wo dem Kunden willkürlich variable Energiepreise zugemutet werden. Der Endkunde darf nicht dazu genötigt werden an irgendwelchen Strombörsen direkt oder indirekt teilnehmen zu müssen!

*Art. 17bis* Nutzung von Flexibilität

<sup>1</sup> Die jeweiligen Endverbraucher, Speicherbetreiber und Erzeuger sind die Inhaber der Flexibilität, die mit der Steuerbarkeit des Bezugs, der Speicherung oder der Einspeisung von Elektrizität verbunden ist und insbesondere mittels intelligenter Steuer- und Regelsysteme genutzt wird. Die Nutzung durch Dritte untersteht der Regelung durch Vertrag.

<sup>2</sup> Den Verteilnetzbetreibern steht im Rahmen ihres Netzbetriebs und innerhalb ihres Netzgebiets die netzdienliche Nutzung von Flexibilität offen. Im Hinblick auf entsprechende Verträge bieten sie den Flexibilitätsinhabern für die erzeugungs- und für die verbrauchsseitige Flexibilität je einheitliche Vertragsbedingungen an. Für Flexibilität mit grosser Netzdienlichkeit können sie individualisierte Verträge anbieten.

<sup>3</sup> Sie beziehen das Flexibilitätpotenzial in ihre Netzplanung ein und vermeiden durch seine Nutzung, soweit dies insgesamt vorteilhaft ist, andere netzseitige Massnahmen wie Netzausbauten.

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

- a. zur Abregelung oder zu einer anderen Steuerung eines bestimmten Anteils der Einspeisung;
- b. zur Überbrückung, wenn andere, bereits eingeleitete netzseitige Massnahmen noch nicht greifen;

c. bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs; ~~diese Nutzung muss nicht vergütet werden, ausser wenn die Abwendung der Gefährdung zumutbar gewesen wäre.~~

Solche Verträge müssen sich für die Kunden lohnen. Es ist nicht zulässig sie trotz tiefen Entschädigungen zu einem Vertrag zu nötigen. Ein Vertrag kommt nur zustande, wenn sowohl Verteilnetzbetreiber als auch Kunde diesem zustimmen. Dabei muss auch die Vergütung für den Kunden frei verhandelbar sein. In diesem Sinne ist der Punkt 4 wie oben dargestellt zu stützen und allenfalls durch folgende Zeilen zu ergänzen:

Verteilnetzbetreiber dürfen diese Flexibilität nur nutzen, wenn ein Vertrag ausgehandelt wurde, mit dem alle beteiligten Parteien einverstanden sind. Es steht ihm offen, im Bedarfsfall die für ihn günstigsten Flexibilitäten zuerst zu nutzen. Teurere Anbieter von Flexibilität werden erst berücksichtigt, wenn mit anderen Massnahmen folgende Punkte nicht abgewendet werden können: [Siehe Gesetzestext Punkt 4 a-c oben, wobei in c. ebenfalls die Vergütungspflicht gemäss Vertrag gilt]

Folgende Mindestanforderungen bei der Vergütung sind zu erfüllen:

- Prinzipiell soll ein Einspeiser ohne KEV mindestens denselben Preis für die Energie erhalten, wie er für deren Bezug gesamthaft bezahlen muss (Energie, Netznutzungspreis, SDL etc.), sofern seine Anlage nicht oder nur unwesentlich mehr pro Jahr einspeist, wie er in derselben Zeit an Strom benötigt. Damit würde ein kostenloses Durchleitungsrecht zu den Nachbarhäusern gewährt. Die Kosten der benötigten Infrastruktur wurden durch Anschlussgebühren ja bereits von den Hausbesitzern bezahlt.
- Wird eine PV-Anlage vom Netzbetreiber gedrosselt oder ausser Betrieb gesetzt, ist für die entgangene Stromproduktion mindestens der KEV-KWh Preis zu entrichten, auch wenn die Anlage nicht der KEV unterliegt.
- Schaltet der Netzbetreiber Verbraucher aus, so dass diese beispielsweise nicht für den Eigenverbrauch genutzt werden können, liegt die Entschädigung mindestens so hoch wie die daraus resultierenden Mehrkosten (Strombezugspreis im Moment wo der Verbraucher genutzt werden kann abzüglich Vergütungspreis der Einspeisung). Zudem wird die Nichtverfügbarkeit der Anlage entschädigt, wenn dem Kunden daraus Nachteile entstehen.

Besten Dank für den Einbezug dieser Gedanken für die gerechte Ausgestaltung unserer Energiezukunft.

Freundliche Grüsse

Alexander Wenk

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC  
Office fédéral de l'énergie  
Section régulation du marché  
3003 Berne

NREF  
CM / FC

DATE  
Tramelan, le 17 janvier 2019

## RÉVISION DE LA LOI SUR L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ (LAPEL), RS 734.7

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

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est donnée de prendre position sur la révision de la LApEl. Notre Municipalité est elle-même gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité (GRD) et notre prise de position est le reflet de notre engagement quotidien pour un approvisionnement sûr, économiquement efficient et respectueux de l'environnement pour nos citoyens et nos clients industriels depuis de très nombreuses années.

Nous nous mobilisons en permanence pour accomplir notre mission aux conditions optimales dans un environnement très changeant et de plus en plus complexe et exigeant. Conscients du besoin d'évoluer, nous avons pris pour habitude de trouver des solutions pragmatiques, grâce notamment à une coopération dynamique entre nos communes. Par une **Charte** et une société anonyme d'approvisionnement et de commercialisation, **SACEN SA**, dix GRD du canton du Jura et du Jura Bernois coopèrent activement dans tous les domaines de notre métier pour offrir un service de qualité et de proximité à des conditions très compétitives.

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.

Nous nous opposons 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 augmentent.

raient 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 servent plus généralement d'intermédiaires entre producteurs et consommateurs. Par conséquent, nous n'adhérons pas à la révision de la LAPEI telle que proposée.

Nous nous étonnons 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 y regardant de près, ce projet ouvrirait de nombreux chantiers administratifs, augmenterait les coûts de manière substantielle 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, nous vous faisons part des observations suivantes :

#### Position générale par rapport au projet de révision

Notre commune soutient les deux objectifs principaux de la révision, à savoir une sécurité d'approvisionnement efficace et équitable du point de vue économique ainsi qu'une régulation efficace et transparente. Par contre nous ne comprenons pas le manque de cohérence de la proposition de révision de la LAPEL par rapport à la SE2050. En effet, les diverses propositions de révision ne favorisent pas suffisamment les nouvelles productions renouvelables locales. Nous sommes en particulier persuadés qu'une ouverture totale du marché telle que proposée va très fortement décourager les investissements dans les énergies renouvelables et générer des coûts inutiles, sans pour autant amener des plus-values correspondantes pour les consommateurs finaux.

Avec la transition énergétique une augmentation substantielle du coût et de la complexité du système électrique est inévitable. Le cadre réglementaire doit essayer de limiter cette évolution en choisissant les mesures les

plus efficaces. L'ouverture totale, à laquelle notre commune s'oppose, n'en fait pas partie.

Cette complexité favorisera l'émergence d'oligopoles de grands acteurs sur le marché suisse, dont les propriétaires sont partiellement publics, mais dont les stratégies ne sont aucunement au service du citoyen et du client industriel. En tant qu'infrastructure nationale stratégique, l'électricité ne doit pas être un gisement de bénéfices inadéquats. Le cadre réglementaire actuel répond à notre avis à cet équilibre. Sa révision pour forcer les acteurs du marché à diversifier leurs offres, encourager l'efficacité et les énergies renouvelables paraît bien plus importante.

#### Conditions-cadres de l'ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base

Nous sommes opposés à une ouverture complète du marché dans des conditions de marché actuelles et prévisibles, néfastes au climat et à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Ce projet de révision ne formule pas des conditions-cadres (market design) nécessaires et suffisantes pour que les acteurs économiques puissent mieux investir dans la réalisation de la stratégie énergétique (SE2050) approuvée pour la Suisse, son économie et ses ménages. Nous ne pouvons pas adhérer aux affirmations citées dans ce projet.

Au sujet de la structure de la branche électrique, nous nous étonnons par ailleurs du fait que l'administration fédérale considère, à répétition, le nombre de GRDs suisses comme un problème plutôt qu'une partie décisive de la solution, car cette diversité de GRDs, très majoritairement multifluides, permet d'innover et il revient à ces acteurs de réaliser localement et concrètement, avec les consommateurs, la transition énergétique.

A certaines conditions, nous pouvons admettre que l'intégration dans un système européen est indispensable à une sécurité d'approvisionnement économiquement efficiente. Néanmoins, nous nous opposons à une ouverture totale du marché pour les motifs suivants :

- Une ouverture totale du marché semble requise pour l'accès au marché européen. Mais elle n'est pas une condition suffisante ; il faudra d'autres engagements politiques bien plus importants. Cet accès bénéficierait principalement aux grands groupes producteurs suisses, alors que les coûts de l'ouverture seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs. En tant que distributeurs multifluides communaux, nous ne voyons aucun intérêt pour les clients finaux, ménagers et industriels.

- Une intégration technique et commerciale dans le système européen est possible sans ouverture totale. Les systèmes électriques européens et suisses ont toujours été interconnectés, ils le sont et continueront de l'être. Les lois de la physique sauront raisonner les hommes et les besoins techniques réciproques continueront d'être couverts à travers des échanges empruntés de bon sens. Les difficultés d'alimentation des régions limitrophes, comme par exemple le Sud de l'Allemagne ou la France, pourront constituer de belles opportunités commerciales bilatérales.
- La sécurité d'approvisionnement ainsi atteinte coûtera éventuellement plus chère, mais ce coût ne dépassera pas celui de la libéralisation du système. Au moins, il sera réparti de manière équitable entre tous les acteurs.
- Avec la réglementation actuelle et grâce à leur accès aux marchés de gros nos GRD réussissent à s'approvisionner aux meilleures conditions. La marge des intermédiaires a disparu. Une ouverture totale du marché n'apporterait pas d'amélioration dans ce domaine.
- Actuellement, le bénéfice sur l'énergie est régulé. L'expérience internationale montre que la baisse des marges observée sur les clients actifs en termes de changement de fournisseur est largement compensée par l'augmentation de la marge auprès de la grande partie des clients inactifs. De plus, sans ouverture complète, les efforts de promotion et de commercialisation pourraient être économisés.
- La concurrence stimule l'innovation et la qualité des services. Ces améliorations s'observent dès à présent en Suisse sous l'effet de la digitalisation et l'avènement des services énergétiques. Les GRD à tous les niveaux développent de nouveaux services et prestations et améliorent leur service à la clientèle dans un régime concurrentiel. Ces nouveaux services sont, de fait, déjà dans un marché libre.

Nous demandons qu'une ouverture totale soit conditionnée par l'obligation amenée par un éventuel accord global avec l'Europe.

Nous sommes opposés au dispositif d'approvisionnement de base nouvellement proposé. Il serait inopérant et nous semble par conséquent politiquement trompeur. En effet, dans un marché ouvert il n'est pas possible d'imposer aux GRD responsables de l'approvisionnement de base la charge d'un produit suisse renouvelable, à un tarif limité au prix de marché, et de reposer sur ce seul support incertain (à option libre des petits consomma-

teurs) pour développer la production renouvelable suisse. Si durant les années 2009 à 2018 jusqu'à 4 milliards de francs (estimation Handelszeitung / Enerprice de nov. 2018) avaient pu être obtenus hypothétiquement par les consommateurs dans un marché en concurrence, la production helvétique aurait été affaiblie de cette somme, avec les conséquences diamétralement opposées aux objectifs de la SE2050 et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De plus, les surcoûts liés à la complexification du marché par la libéralisation auraient certainement dépassé les économies potentielles.

L'ouverture partielle connue actuellement agit au moins comme stabilisateur économique smart et déterminant. Il faut préserver cet atout.

Nous demandons de préserver, en substance et a minima, les avantages de l'approvisionnement de base actuel basé sur les coûts imputables d'un approvisionnement diversifié (production, contrats long-terme) 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.

Les modalités proposées pour l'approvisionnement de base devraient être revus pour corriger les défauts suivants :

- Le référencement au prix du marché et l'option de retour enlèvent à l'approvisionnement de base leur rôle de protecteur des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables. Ce manque doit être compensé soit par un mécanisme lié à la formation des prix dans l'approvisionnement de base, soit par un autre mécanisme à déterminer hors approvisionnement de base. Il est trop tôt pour intégrer ces nouvelles technologies dans le marché.
- Il faut impérativement supprimer l'imposition prévue de la qualité du produit de base. Cette dernière pousse tous les GRD et leurs clients dans les bras de l'oligopole des producteurs et des négociants de garanties d'origine. Déjà depuis 2017, ce marché semble générer des rentes oligopolistiques inadmissibles aux dépens du consommateur final. Cette situation est d'ailleurs très représentative des risques de l'ouverture totale du marché. Une régulation beaucoup plus stricte doit être mise en place plutôt que proposer une libéralisation aux conséquences économiques désastreuses pour les clients finaux.
- L'existence de plusieurs produits en approvisionnement de base est inutile et augmente la complexité à la fois pour le contrôle de l'adéquation des tarifs que pour la comparaison des acteurs.

### Tarifs d'utilisation du réseau

Notre commune soutient toute modification qui favorise la solidarité entre tous les utilisateurs des réseaux publics et qui encourage le développement des productions renouvelables et l'efficacité énergétique.

La désolidarisation croissante provoquée par l'autoproduction, associée à une probable augmentation des tarifs d'acheminement et des taxes, crée une injustice sociale et risque de faire émerger une société énergétique à deux vitesses. Une trop forte proportion d'autoconsommation exempte du financement des infrastructures met en danger à terme la mission universelle d'approvisionnement par le GRD.

Les réseaux publics doivent être financés de manière équitable par tous les utilisateurs, quel que soit leur degré d'autoproduction. Ainsi, nous encourageons l'OFEN à développer des modèles de tarification des réseaux qui vont plus loin que le 50% proposé, en basant la tarification par exemple sur l'énergie consommée au point de soutirage et non pas uniquement sur l'énergie soutirée au réseau.

Concernant le report de coût entre niveaux de réseaux et pour promouvoir les productions décentralisées qui injectent sur les réseaux de distribution inférieurs, notre commune salue l'abandon du principe dit de « l'énergie brute » en faveur de « l'énergie nette ». Nous acceptons également une composante puissance de 90% pour le report des coûts. Par cohérence, nous proposons que cette proportion puisse être appliquée à la tarification d'utilisation de tous les niveaux de réseau jusqu'à la distribution (NR7).

### Rôle d'un centre de données (datahub) national pour assurer l'efficacité des échanges de données dans un marché de l'électricité ouvert

Le renoncement à l'ouverture totale du marché nous affranchira du développement coûteux d'un ou de plusieurs système d'échange de données et des risques de sécurité de données inhérents. Des exemples européens, dont la Belgique, ont démontré à quel point ces centres de données sont extrêmement coûteux. En cas d'ouverture, de tels centres seraient malheureusement nécessaires, au détriment des clients finaux.

La définition et la publication trop tardive des spécifications pour ces échanges mèneront à des investissements inadéquats, comme cela est actuellement le cas dans le Smart Metering.

Nous sommes opposés à cette proposition, car cette option technologique est prématurée et disproportionnée pour gérer les changements de fournis-

seurs en situation d'ouverture partielle des 15 à 20'000 clients libres. 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 pour les 99% ou environ 5 millions de consommateurs suisses.

Nous sommes également 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. Nous nous opposons à complexifier ce système et demandons de supprimer l'art. 17b-ter.

#### Modalités de la réserve de stockage

Nous sommes favorables à un nouveau dispositif d'assurance de l'approvisionnement, à condition d'admettre au niveau de la loi notamment aussi le consommateur final comme contributeur. Il s'agit d'accorder la possibilité, par des mesures de type « demand side management » (DSM), de participer à cette contractualisation annuelle de la 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. De telles centrales devraient donc également pouvoir se qualifier pour participer à cette réserve d'énergie pour quelques jours ou semaines.

Dans un objectif de sécurité d'approvisionnement et dans le contexte d'une transition énergétique à venir, notre commune est favorable à la création et la gestion de la réserve stratégique de stockage aux conditions suivantes :

- Les technologies qui ne génèrent pas de CO<sub>2</sub> doivent être dans tous les cas favorisés par rapport à des réserves thermiques.
- Une régulation stricte doit être mise en place pour éviter la formation d'une rente oligopolistique.
- La plus-value financière obtenue par les exploitants de la réserve doit être considérée dans le cadre d'éventuelles mesures de soutien financières supplémentaires.

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 accu-

muler 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. (...) »

#### Modalités de la régulation Sunshine et impact de cette régulation en termes d'efficacité

Notre commune est favorable à une régulation stricte, transparente, solide et stable dans le temps. Par son approche pragmatique, la régulation Sunshine peut être l'outil adéquat.

La baisse de CHF 95.- à 75.- du bénéfice autorisé sur l'énergie en approvisionnement de base montre que ce système peut être utilisé de manière pragmatique et efficace comme outil de régulation en termes d'efficacité.

Cependant, par rapport aux pratiques actuelles et aux éléments proposés dans la révision, nous insistons sur la nécessité de distinguer entre les coûts hérités par un GRD des réseaux amonts et les coûts internes générés par sa propre activité. À ce jour, environ 40% des coûts composants des tarifs d'acheminement sont imposés par les réseaux amonts. Tous les acteurs devraient être mesurés et comparés sur les éléments qu'ils peuvent influencer dans leur rôle respectif, et pas uniquement les distributeurs finaux qui héritent des coûts de toute la chaîne amont.

En revanche, il serait précipité d'introduire à ce stade, au niveau de la loi, une prédétermination impliquant l'introduction d'une « régulation incitative » formelle. L'annonce de l'introduction possible d'un régime de régulation incitative provoque immédiatement l'anticipation de certains investissements et donc un renforcement non-désiré de l'intensité capitalistique des réseaux. Nous demandons de supprimer la disposition de l'art. 22a al. 3 et de ne formaliser aucune tâche nouvelle et supplémentaire de l'OFEN dans ce domaine.

Nous vous assurons que les GRD communaux, dans leur esprit de service public, feront tout pour se conformer aux incitations transparentes et argumentées. En contrepartie, nous demandons que la régulation soit équitable envers tous les acteurs. Nous ne voulons pas que nos efforts soient utilisés pour maintenir ou augmenter les bénéfices des grands groupes.

#### Maintenir la priorité aux énergies renouvelables

Avec la proposition d'abroger l'actuel art. 13 al. 3 LAPEL, c'est surtout la priorité au courant issu de sources renouvelables lors de l'attribution des capacités de réseau qui se voit supprimée. Dans le contexte où la Stratégie

énergétique 2050 doit orienter l'approvisionnement en énergie de la Suisse davantage vers le renouvelable, cette proposition de suppression irrite. Même en tenant compte du fait que les privilèges pour certaines technologies de production ne sont pas faciles à mettre en œuvre, le fait de renoncer à une priorité pour les énergies renouvelables ne peut se justifier que si les coûts environnementaux se reflètent dans le prix du courant (en particulier celui issu de sources non renouvelables). En outre, le Conseil fédéral se contredit lorsqu'il parle de privilégier certaines capacités de production lors de l'attribution des capacités transfrontalières de réseau. Car il y a deux ans, le gouvernement a soutenu l'initiative parlementaire 15.430, qui demandait justement la suppression des priorités aux énergies renouvelables dans le réseau de transport transfrontalier.

#### Modalités de la régulation des flexibilités

Nous sommes favorables, sur le principe, à l'attribution des flexibilités aux véritables détenteurs et à l'exploitation contre rétributions de celles-ci (art. 17b-bis). Toutefois, il faut éviter de sur-administrer cet instrument évolutif de gestion des réseaux. L'exploitation rémunérée des flexibilités est par ailleurs possible aussi en ouverture partielle du marché de l'électricité. Pour les réseaux il y aura un effet double encore très incertain : 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 (charges ponctuelles des véhicules électriques) et, par le dimensionnement optimisé des réseaux, limiter l'augmentation des coûts de réseau.

Le GRD local doit disposer de tous les moyens pour assurer l'exploitation sûre et efficace de son réseau local de distribution. Dans cet objectif, nous exigeons que tout contrat d'utilisation de flexibilité par un acteur autre que le GRD local soit soumis à autorisation de celui-ci. Ce dernier doit également disposer de la possibilité technique et contractuelle de bloquer, respectivement de libérer un signal de télécommande émis par un acteur tiers sur une installation raccordée au réseau local. Rappelons également que l'intervention imprévue par un tiers sur la flexibilité d'un client alimenté par un autre fournisseur ou GRD augmente le coût de l'approvisionnement de ce dernier.

Pour éviter des investissements inadéquats, nous demandons à l'OFEN de préciser le plus rapidement possible les règles opérationnelles pour l'utilisation des flexibilités.

#### Ouverture des systèmes de mesure

Nous nous opposons à la libéralisation partielle des systèmes de mesure en raison des risques concernant la fiabilité et la qualité des données pour les parties prenantes. Pour le consommateur la régulation actuelle et prévue nous semble davantage garante de conditions appropriées que la « captivité contractuelle » non transparente auprès d'un prestataire de mesure tiers. Les changements législatifs sont beaucoup trop fréquents (imputabilité et mutualisation des coûts de comptage dès 2018 ; obligation de déployer les smart meters à l'horizon 2027 ; proposition de libéralisation partielle à l'horizon 2023). 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) et se trouve en très forte évolution technologique. La libéralisation partielle du système de mesure serait disproportionnée, car elle tente de 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.

#### Sensibilisation aux économies d'électricité

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. Les efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique contribuent à maîtriser les coûts de réseau. Les résultats sont tangibles, comme le démontre les retours d'expérience de différents programmes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

#### Contrôle suisse de Swissgrid

Selon le droit en vigueur, Swissgrid est une société anonyme privée qui doit veiller à ce que son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes (art. 18, al. 3 LApEl). Afin d'assurer ce contrôle suisse, l'alinéa 4 prévoit en plus un droit de préemption pour les cantons, les communes et les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse. Lors des transferts d'actions de ces dernières années, ce droit de préemption prescrit par la loi n'a pas été respecté; on a plutôt appliqué une disposition

statutaire qui va au-delà du texte de loi et qui accorde aux actionnaires existants une sorte de droit de pré-préemption. A cet égard, il est incompréhensible que le Conseil fédéral ait accepté cette disposition statutaire (voir art. 19 al. 1 LApEl) et qu'il ait aussi toléré tacitement cette violation de la loi.

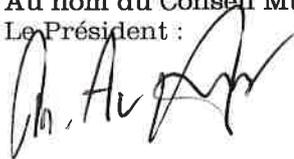
La modification qui est proposée clarifie certes les conditions-cadres formelles du droit de préemption, mais elle conduit aussi à une discrimination des communes, qui ne peut être justifiée ni objectivement, ni sur le plan de la procédure. C'est pourquoi nous demandons que les cantons et les communes soient traités sur pied d'égalité dans l'ordre de priorité du droit de préemption nouvellement défini.

Pour finir, nous regrettons que le volet « technique » de cette révision de la LApEl ne renforce pas de façon claire les acteurs économiques responsables d'une infrastructure essentielle. Le système électrique est vulnérable et risquerait de se trouver fragilisé par la multitude de retouches proposées du cadre légal. Une forte augmentation de la complexité et des coûts, sans parler de l'inconfort des citoyens face aux futures et innombrables campagnes commerciales, se feraient au détriment du porte-monnaie des clients finaux, des objectifs de la SE 2050 et de la politique climatique suisse.

Nous vous remercions de la prise en compte de notre prise de position et de nos demandes et vous transmettons, Madame la Conseillère fédérale, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, nos salutations cordiales.

Au nom du Conseil Municipal

Le Président :



Philippe Augsburger

Le Chancelier :



Hervé Gullotti

Copie : - Services Techniques

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC  
Office fédéral de l'énergie  
Section régulation du marché  
3003 Berne

NREF  
CM / FC

DATE  
Tramelan, le 17 janvier 2019

## RÉVISION DE LA LOI SUR L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ (LAPEL), RS 734.7

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

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est donnée de prendre position sur la révision de la LApEl. Notre Municipalité est elle-même gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité (GRD) et notre prise de position est le reflet de notre engagement quotidien pour un approvisionnement sûr, économiquement efficient et respectueux de l'environnement pour nos citoyens et nos clients industriels depuis de très nombreuses années.

Nous nous mobilisons en permanence pour accomplir notre mission aux conditions optimales dans un environnement très changeant et de plus en plus complexe et exigeant. Conscients du besoin d'évoluer, nous avons pris pour habitude de trouver des solutions pragmatiques, grâce notamment à une coopération dynamique entre nos communes. Par une **Charte** et une société anonyme d'approvisionnement et de commercialisation, **SACEN SA**, dix GRD du canton du Jura et du Jura Bernois coopèrent activement dans tous les domaines de notre métier pour offrir un service de qualité et de proximité à des conditions très compétitives.

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.

Nous nous opposons 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 augmentent.

raient 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 servent plus généralement d'intermédiaires entre producteurs et consommateurs. Par conséquent, nous n'adhérons pas à la révision de la LAPEI telle que proposée.

Nous nous étonnons 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 y regardant de près, ce projet ouvrirait de nombreux chantiers administratifs, augmenterait les coûts de manière substantielle 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, nous vous faisons part des observations suivantes :

#### Position générale par rapport au projet de révision

Notre commune soutient les deux objectifs principaux de la révision, à savoir une sécurité d'approvisionnement efficace et équitable du point de vue économique ainsi qu'une régulation efficace et transparente. Par contre nous ne comprenons pas le manque de cohérence de la proposition de révision de la LAPEL par rapport à la SE2050. En effet, les diverses propositions de révision ne favorisent pas suffisamment les nouvelles productions renouvelables locales. Nous sommes en particulier persuadés qu'une ouverture totale du marché telle que proposée va très fortement décourager les investissements dans les énergies renouvelables et générer des coûts inutiles, sans pour autant amener des plus-values correspondantes pour les consommateurs finaux.

Avec la transition énergétique une augmentation substantielle du coût et de la complexité du système électrique est inévitable. Le cadre réglementaire doit essayer de limiter cette évolution en choisissant les mesures les

plus efficaces. L'ouverture totale, à laquelle notre commune s'oppose, n'en fait pas partie.

Cette complexité favorisera l'émergence d'oligopoles de grands acteurs sur le marché suisse, dont les propriétaires sont partiellement publics, mais dont les stratégies ne sont aucunement au service du citoyen et du client industriel. En tant qu'infrastructure nationale stratégique, l'électricité ne doit pas être un gisement de bénéfices inadéquats. Le cadre réglementaire actuel répond à notre avis à cet équilibre. Sa révision pour forcer les acteurs du marché à diversifier leurs offres, encourager l'efficacité et les énergies renouvelables paraît bien plus importante.

#### Conditions-cadres de l'ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base

Nous sommes opposés à une ouverture complète du marché dans des conditions de marché actuelles et prévisibles, néfastes au climat et à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Ce projet de révision ne formule pas des conditions-cadres (market design) nécessaires et suffisantes pour que les acteurs économiques puissent mieux investir dans la réalisation de la stratégie énergétique (SE2050) approuvée pour la Suisse, son économie et ses ménages. Nous ne pouvons pas adhérer aux affirmations citées dans ce projet.

Au sujet de la structure de la branche électrique, nous nous étonnons par ailleurs du fait que l'administration fédérale considère, à répétition, le nombre de GRDs suisses comme un problème plutôt qu'une partie décisive de la solution, car cette diversité de GRDs, très majoritairement multifluides, permet d'innover et il revient à ces acteurs de réaliser localement et concrètement, avec les consommateurs, la transition énergétique.

A certaines conditions, nous pouvons admettre que l'intégration dans un système européen est indispensable à une sécurité d'approvisionnement économiquement efficiente. Néanmoins, nous nous opposons à une ouverture totale du marché pour les motifs suivants :

- Une ouverture totale du marché semble requise pour l'accès au marché européen. Mais elle n'est pas une condition suffisante ; il faudra d'autres engagements politiques bien plus importants. Cet accès bénéficierait principalement aux grands groupes producteurs suisses, alors que les coûts de l'ouverture seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs. En tant que distributeurs multifluides communaux, nous ne voyons aucun intérêt pour les clients finaux, ménagers et industriels.

- Une intégration technique et commerciale dans le système européen est possible sans ouverture totale. Les systèmes électriques européens et suisses ont toujours été interconnectés, ils le sont et continueront de l'être. Les lois de la physique sauront raisonner les hommes et les besoins techniques réciproques continueront d'être couverts à travers des échanges empruntés de bon sens. Les difficultés d'alimentation des régions limitrophes, comme par exemple le Sud de l'Allemagne ou la France, pourront constituer de belles opportunités commerciales bilatérales.
- La sécurité d'approvisionnement ainsi atteinte coûtera éventuellement plus chère, mais ce coût ne dépassera pas celui de la libéralisation du système. Au moins, il sera réparti de manière équitable entre tous les acteurs.
- Avec la réglementation actuelle et grâce à leur accès aux marchés de gros nos GRD réussissent à s'approvisionner aux meilleures conditions. La marge des intermédiaires a disparu. Une ouverture totale du marché n'apporterait pas d'amélioration dans ce domaine.
- Actuellement, le bénéfice sur l'énergie est régulé. L'expérience internationale montre que la baisse des marges observée sur les clients actifs en termes de changement de fournisseur est largement compensée par l'augmentation de la marge auprès de la grande partie des clients inactifs. De plus, sans ouverture complète, les efforts de promotion et de commercialisation pourraient être économisés.
- La concurrence stimule l'innovation et la qualité des services. Ces améliorations s'observent dès à présent en Suisse sous l'effet de la digitalisation et l'avènement des services énergétiques. Les GRD à tous les niveaux développent de nouveaux services et prestations et améliorent leur service à la clientèle dans un régime concurrentiel. Ces nouveaux services sont, de fait, déjà dans un marché libre.

Nous demandons qu'une ouverture totale soit conditionnée par l'obligation amenée par un éventuel accord global avec l'Europe.

Nous sommes opposés au dispositif d'approvisionnement de base nouvellement proposé. Il serait inopérant et nous semble par conséquent politiquement trompeur. En effet, dans un marché ouvert il n'est pas possible d'imposer aux GRD responsables de l'approvisionnement de base la charge d'un produit suisse renouvelable, à un tarif limité au prix de marché, et de reposer sur ce seul support incertain (à option libre des petits consomma-

teurs) pour développer la production renouvelable suisse. Si durant les années 2009 à 2018 jusqu'à 4 milliards de francs (estimation Handelszeitung / Enerprice de nov. 2018) avaient pu être obtenus hypothétiquement par les consommateurs dans un marché en concurrence, la production helvétique aurait été affaiblie de cette somme, avec les conséquences diamétralement opposées aux objectifs de la SE2050 et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De plus, les surcoûts liés à la complexification du marché par la libéralisation auraient certainement dépassé les économies potentielles.

L'ouverture partielle connue actuellement agit au moins comme stabilisateur économique smart et déterminant. Il faut préserver cet atout.

Nous demandons de préserver, en substance et a minima, les avantages de l'approvisionnement de base actuel basé sur les coûts imputables d'un approvisionnement diversifié (production, contrats long-terme) 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.

Les modalités proposées pour l'approvisionnement de base devraient être revus pour corriger les défauts suivants :

- Le référencement au prix du marché et l'option de retour enlèvent à l'approvisionnement de base leur rôle de protecteur des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables. Ce manque doit être compensé soit par un mécanisme lié à la formation des prix dans l'approvisionnement de base, soit par un autre mécanisme à déterminer hors approvisionnement de base. Il est trop tôt pour intégrer ces nouvelles technologies dans le marché.
- Il faut impérativement supprimer l'imposition prévue de la qualité du produit de base. Cette dernière pousse tous les GRD et leurs clients dans les bras de l'oligopole des producteurs et des négociants de garanties d'origine. Déjà depuis 2017, ce marché semble générer des rentes oligopolistiques inadmissibles aux dépens du consommateur final. Cette situation est d'ailleurs très représentative des risques de l'ouverture totale du marché. Une régulation beaucoup plus stricte doit être mise en place plutôt que proposer une libéralisation aux conséquences économiques désastreuses pour les clients finaux.
- L'existence de plusieurs produits en approvisionnement de base est inutile et augmente la complexité à la fois pour le contrôle de l'adéquation des tarifs que pour la comparaison des acteurs.

### Tarifs d'utilisation du réseau

Notre commune soutient toute modification qui favorise la solidarité entre tous les utilisateurs des réseaux publics et qui encourage le développement des productions renouvelables et l'efficacité énergétique.

La désolidarisation croissante provoquée par l'autoproduction, associée à une probable augmentation des tarifs d'acheminement et des taxes, crée une injustice sociale et risque de faire émerger une société énergétique à deux vitesses. Une trop forte proportion d'autoconsommation exempte du financement des infrastructures met en danger à terme la mission universelle d'approvisionnement par le GRD.

Les réseaux publics doivent être financés de manière équitable par tous les utilisateurs, quel que soit leur degré d'autoproduction. Ainsi, nous encourageons l'OFEN à développer des modèles de tarification des réseaux qui vont plus loin que le 50% proposé, en basant la tarification par exemple sur l'énergie consommée au point de soutirage et non pas uniquement sur l'énergie soutirée au réseau.

Concernant le report de coût entre niveaux de réseaux et pour promouvoir les productions décentralisées qui injectent sur les réseaux de distribution inférieurs, notre commune salue l'abandon du principe dit de « l'énergie brute » en faveur de « l'énergie nette ». Nous acceptons également une composante puissance de 90% pour le report des coûts. Par cohérence, nous proposons que cette proportion puisse être appliquée à la tarification d'utilisation de tous les niveaux de réseau jusqu'à la distribution (NR7).

### Rôle d'un centre de données (datahub) national pour assurer l'efficacité des échanges de données dans un marché de l'électricité ouvert

Le renoncement à l'ouverture totale du marché nous affranchira du développement coûteux d'un ou de plusieurs système d'échange de données et des risques de sécurité de données inhérents. Des exemples européens, dont la Belgique, ont démontré à quel point ces centres de données sont extrêmement coûteux. En cas d'ouverture, de tels centres seraient malheureusement nécessaires, au détriment des clients finaux.

La définition et la publication trop tardive des spécifications pour ces échanges mèneront à des investissements inadéquats, comme cela est actuellement le cas dans le Smart Metering.

Nous sommes opposés à cette proposition, car cette option technologique est prématurée et disproportionnée pour gérer les changements de fournis-

seurs en situation d'ouverture partielle des 15 à 20'000 clients libres. 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 pour les 99% ou environ 5 millions de consommateurs suisses.

Nous sommes également 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. Nous nous opposons à complexifier ce système et demandons de supprimer l'art. 17b-ter.

#### Modalités de la réserve de stockage

Nous sommes favorables à un nouveau dispositif d'assurance de l'approvisionnement, à condition d'admettre au niveau de la loi notamment aussi le consommateur final comme contributeur. Il s'agit d'accorder la possibilité, par des mesures de type « demand side management » (DSM), de participer à cette contractualisation annuelle de la 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. De telles centrales devraient donc également pouvoir se qualifier pour participer à cette réserve d'énergie pour quelques jours ou semaines.

Dans un objectif de sécurité d'approvisionnement et dans le contexte d'une transition énergétique à venir, notre commune est favorable à la création et la gestion de la réserve stratégique de stockage aux conditions suivantes :

- Les technologies qui ne génèrent pas de CO<sub>2</sub> doivent être dans tous les cas favorisés par rapport à des réserves thermiques.
- Une régulation stricte doit être mise en place pour éviter la formation d'une rente oligopolistique.
- La plus-value financière obtenue par les exploitants de la réserve doit être considérée dans le cadre d'éventuelles mesures de soutien financières supplémentaires.

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 accu-

muler 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. (...) »

#### Modalités de la régulation Sunshine et impact de cette régulation en termes d'efficacité

Notre commune est favorable à une régulation stricte, transparente, solide et stable dans le temps. Par son approche pragmatique, la régulation Sunshine peut être l'outil adéquat.

La baisse de CHF 95.- à 75.- du bénéfice autorisé sur l'énergie en approvisionnement de base montre que ce système peut être utilisé de manière pragmatique et efficace comme outil de régulation en termes d'efficacité.

Cependant, par rapport aux pratiques actuelles et aux éléments proposés dans la révision, nous insistons sur la nécessité de distinguer entre les coûts hérités par un GRD des réseaux amonts et les coûts internes générés par sa propre activité. À ce jour, environ 40% des coûts composants des tarifs d'acheminement sont imposés par les réseaux amonts. Tous les acteurs devraient être mesurés et comparés sur les éléments qu'ils peuvent influencer dans leur rôle respectif, et pas uniquement les distributeurs finaux qui héritent des coûts de toute la chaîne amont.

En revanche, il serait précipité d'introduire à ce stade, au niveau de la loi, une prédétermination impliquant l'introduction d'une « régulation incitative » formelle. L'annonce de l'introduction possible d'un régime de régulation incitative provoque immédiatement l'anticipation de certains investissements et donc un renforcement non-désiré de l'intensité capitalistique des réseaux. Nous demandons de supprimer la disposition de l'art. 22a al. 3 et de ne formaliser aucune tâche nouvelle et supplémentaire de l'OFEN dans ce domaine.

Nous vous assurons que les GRD communaux, dans leur esprit de service public, feront tout pour se conformer aux incitations transparentes et argumentées. En contrepartie, nous demandons que la régulation soit équitable envers tous les acteurs. Nous ne voulons pas que nos efforts soient utilisés pour maintenir ou augmenter les bénéfices des grands groupes.

#### Maintenir la priorité aux énergies renouvelables

Avec la proposition d'abroger l'actuel art. 13 al. 3 LAPEL, c'est surtout la priorité au courant issu de sources renouvelables lors de l'attribution des capacités de réseau qui se voit supprimée. Dans le contexte où la Stratégie

énergétique 2050 doit orienter l'approvisionnement en énergie de la Suisse davantage vers le renouvelable, cette proposition de suppression irrite. Même en tenant compte du fait que les privilèges pour certaines technologies de production ne sont pas faciles à mettre en œuvre, le fait de renoncer à une priorité pour les énergies renouvelables ne peut se justifier que si les coûts environnementaux se reflètent dans le prix du courant (en particulier celui issu de sources non renouvelables). En outre, le Conseil fédéral se contredit lorsqu'il parle de privilégier certaines capacités de production lors de l'attribution des capacités transfrontalières de réseau. Car il y a deux ans, le gouvernement a soutenu l'initiative parlementaire 15.430, qui demandait justement la suppression des priorités aux énergies renouvelables dans le réseau de transport transfrontalier.

#### Modalités de la régulation des flexibilités

Nous sommes favorables, sur le principe, à l'attribution des flexibilités aux véritables détenteurs et à l'exploitation contre rétributions de celles-ci (art. 17b-bis). Toutefois, il faut éviter de sur-administrer cet instrument évolutif de gestion des réseaux. L'exploitation rémunérée des flexibilités est par ailleurs possible aussi en ouverture partielle du marché de l'électricité. Pour les réseaux il y aura un effet double encore très incertain : 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 (charges ponctuelles des véhicules électriques) et, par le dimensionnement optimisé des réseaux, limiter l'augmentation des coûts de réseau.

Le GRD local doit disposer de tous les moyens pour assurer l'exploitation sûre et efficace de son réseau local de distribution. Dans cet objectif, nous exigeons que tout contrat d'utilisation de flexibilité par un acteur autre que le GRD local soit soumis à autorisation de celui-ci. Ce dernier doit également disposer de la possibilité technique et contractuelle de bloquer, respectivement de libérer un signal de télécommande émis par un acteur tiers sur une installation raccordée au réseau local. Rappelons également que l'intervention imprévue par un tiers sur la flexibilité d'un client alimenté par un autre fournisseur ou GRD augmente le coût de l'approvisionnement de ce dernier.

Pour éviter des investissements inadéquats, nous demandons à l'OFEN de préciser le plus rapidement possible les règles opérationnelles pour l'utilisation des flexibilités.

#### Ouverture des systèmes de mesure

Nous nous opposons à la libéralisation partielle des systèmes de mesure en raison des risques concernant la fiabilité et la qualité des données pour les parties prenantes. Pour le consommateur la régulation actuelle et prévue nous semble davantage garante de conditions appropriées que la « captivité contractuelle » non transparente auprès d'un prestataire de mesure tiers. Les changements législatifs sont beaucoup trop fréquents (imputabilité et mutualisation des coûts de comptage dès 2018 ; obligation de déployer les smart meters à l'horizon 2027 ; proposition de libéralisation partielle à l'horizon 2023). 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) et se trouve en très forte évolution technologique. La libéralisation partielle du système de mesure serait disproportionnée, car elle tente de 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.

#### Sensibilisation aux économies d'électricité

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. Les efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique contribuent à maîtriser les coûts de réseau. Les résultats sont tangibles, comme le démontre les retours d'expérience de différents programmes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

#### Contrôle suisse de Swissgrid

Selon le droit en vigueur, Swissgrid est une société anonyme privée qui doit veiller à ce que son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes (art. 18, al. 3 LApEl). Afin d'assurer ce contrôle suisse, l'alinéa 4 prévoit en plus un droit de préemption pour les cantons, les communes et les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse. Lors des transferts d'actions de ces dernières années, ce droit de préemption prescrit par la loi n'a pas été respecté; on a plutôt appliqué une disposition

statutaire qui va au-delà du texte de loi et qui accorde aux actionnaires existants une sorte de droit de pré-préemption. A cet égard, il est incompréhensible que le Conseil fédéral ait accepté cette disposition statutaire (voir art. 19 al. 1 LApEl) et qu'il ait aussi toléré tacitement cette violation de la loi.

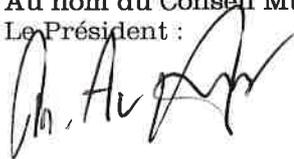
La modification qui est proposée clarifie certes les conditions-cadres formelles du droit de préemption, mais elle conduit aussi à une discrimination des communes, qui ne peut être justifiée ni objectivement, ni sur le plan de la procédure. C'est pourquoi nous demandons que les cantons et les communes soient traités sur pied d'égalité dans l'ordre de priorité du droit de préemption nouvellement défini.

Pour finir, nous regrettons que le volet « technique » de cette révision de la LApEl ne renforce pas de façon claire les acteurs économiques responsables d'une infrastructure essentielle. Le système électrique est vulnérable et risquerait de se trouver fragilisé par la multitude de retouches proposées du cadre légal. Une forte augmentation de la complexité et des coûts, sans parler de l'inconfort des citoyens face aux futures et innombrables campagnes commerciales, se feraient au détriment du porte-monnaie des clients finaux, des objectifs de la SE 2050 et de la politique climatique suisse.

Nous vous remercions de la prise en compte de notre prise de position et de nos demandes et vous transmettons, Madame la Conseillère fédérale, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, nos salutations cordiales.

Au nom du Conseil Municipal

Le Président :



Philippe Augsburger

Le Chancelier :



Hervé Gullotti

Copie : - Services Techniques

Comune di Monteceneri

## Municipio

CP 329, CH-6802 Rivera  
T +41 (0)91 936 10 30  
info@monteceneri.ch



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

6802 Rivera, 30 gennaio 2019/1f

## **Presenza di posizione del Municipio di Monteceneri sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)**

Gentili signore, egregi signori,

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

La nostra presa di posizione riprende integralmente quella di ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera italiana), alla stesura della quale abbiamo collaborato e nella quale ci identifichiamo.

### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

ESI 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).

## **Comune di Monteceneri**

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.

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);
- 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.

## **Comune di Monteceneri**

### 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 EICom e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. EICom, 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.

### EICom

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.

## Comune di Monteceneri

Condividiamo 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~~ e 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 EICOM 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:

## Comune di Monteceneri

*“Se si prospetta una situazione di approvvigionamento critica, su richiesta della società di rete la EICom autorizza il prelievo della riserva. Qualora la società di rete non riesce a procurarsi l'energia necessaria né sui mercati né attraverso l'energia di regolazione sul mercato preleva l'energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell'art. 20 LAEI. 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 ESI 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 EICom. 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.

## Comune di Monteceneri

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 richieste di ESI 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.



**PER IL MUNICIPIO DI MONTECENERI**

Il Sindaco:  
A. Celio Cattaneo

Il Segretario supplente:  
T. Ferracin



COMUNE DI CUREGLIA  
MUNICIPIO

Eingegangen

23. Jan. 2019

BFE / OFEN /

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

Invio per e-mail a  
stromvg@bfe.admin.ch

Cureglia, 22 gennaio 2019

### Revisione Legge federale sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)

Gentile signore e signori,

Io scrivente Municipio di Cureglia ha preso atto della revisione della Legge sull'approvvigionamento elettrico posta in consultazione sino al 31 gennaio 2019 ed ha potuto approfondire i vari temi oggetto del quadro legislativo in esame.

Con la presente intendiamo allinearci alla presa di posizione della spettabile AIL SA inviatavi lo scorso 9 gennaio e di cui una delegazione del nostro esecutivo ha potuto discutere in occasione di una commissione consultiva dei Comuni avuta luogo lo stesso giorno.

Condividiamo in particolare la contrarietà espressa in merito ad un possibile scenario di apertura del mercato elettrico come pure ad una liberalizzazione del servizio di lettura dei consumi.

Sicuri che queste nostre osservazioni verranno prese in debita considerazione, cogliamo l'occasione per porgervi i nostri migliori saluti.

PER IL MUNICIPIO DI CUREGLIA

Il Sindaco

Nicole Volontè Pagani

La Vicesegretaria

Laura Baroni

Allegati: Presa di posizione di AIL SA 09.01.2018

C.p.c. Aziende Industriali di Lugano (AIL) SA, a.c.a. dir. Marco Bigatto

N. rif.: Dr. Ing. M. Bigatto/tm  
Tel. +41 (0)58 470 77 61  
Fax +41 (0)58 470 78 30

Ufficio federale dell'energia (UFE)  
Sezione "Regolazione del mercato"  
3003 Berna  
Invio per e-mail a: stromvg@bfe.admin.ch

Muzzano, 9 gennaio 2019

## **Presenza di posizione AIL SA sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)**

Gentili signore, egregi signori,

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

La nostra presa di posizione riprende integralmente quella di ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera italiana), alla stesura della quale abbiamo collaborato e nella quale ci identifichiamo.

### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

ESI 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.

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);
- 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 EICOM e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. EICOM, 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.

### EiCom

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. Condividiamo 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~~ e 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 riesce a procurarsi l’energia necessaria né sui mercati né attraverso l’energia di regolazione sul mercato preleva l’energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell’art. 20 LAEI. 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 ESI 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 richieste di ESI 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:

Il Capodivisione Operativa:

Andrea Prati

Dr. Ing. ETH Marco Bigatto  
Direttore Generale



[Amm/Consultaz./RM 4241/28.01.2019/cg](#)

Ufficio federale dell'energia (UFE)  
Sezione "Regolazione del mercato"  
3003 Berna  
Invio per e-mail a:  
stromvg@bfe.admin.ch

Canobbio, 30 gennaio 2019

## **Presenza di posizione AIL SA sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)**

---

Gentili signore, egregi signori,

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

La nostra presa di posizione riprende integralmente quella di ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera italiana), alla stesura della quale abbiamo collaborato e nella quale ci identifichiamo.

### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

ESI 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.

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);
- 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 EICOM e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. EICOM, 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. Condividiamo 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~~ e 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 EICom 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 EICom autorizza il prelievo della riserva. Qualora la società di rete non riesce a procurarsi l'energia necessaria né sui mercati né attraverso l'energia di regolazione sul mercato preleva l'energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell'art. 20 LAEI. 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 ESI 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 EICOM. 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.

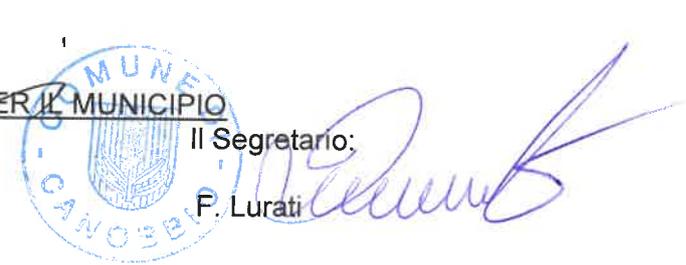
## Conclusioni

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 richieste di ESI 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.

  
Il Sindaco:  
R. Lurati

  
Il Segretario:  
F. Lurati



*Jetzt alle AKW abschalten!*

NWA Schweiz  
Murbacherstrasse 34  
4056 Basel  
Schweiz  
+41 61 322 49 20  
sekretariat@nwa-schweiz.ch

Bundesamt für Energie  
Sektion Kernenergierecht  
3003 Bern  
matthias.jaggi@bfe.ch

Basel, 31. Januar 2018

## **Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (Strommarktöffnung, Speicherreserve, Netzregulierung)**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Sommaruga  
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision des StromVG Stellung nehmen zu dürfen.

Grundsätzlich ist die Marktöffnung bis auf die Ebene der Haushalte, die danach endlich frei wählen können, zu begrüßen. Einer vollen Strommarktöffnung können wir aber nur zustimmen, wenn die Regulierungen dazu die Attraktivität von Atomstrom und Fossilstrom mindert, und die erneuerbare Stromproduktion und effiziente Nutzung von Strom fördert, und die Versorgungssicherheit gewährleistet.

In diesem Sinne geht dieser Revisionsvorschlag des StromVG in vielen Punkten in die richtige Richtung, muss aber noch im Einzelnen verbessert werden.

Die Weiterführung der Energiestrategie 2050, insbesondere die Weiterführung der Förderung der erneuerbaren Stromproduktion nach 2021, muss wohl separat im Energiegesetz geregelt werden.

### **Anträge und Empfehlungen**

Art. 4a Elektrizitätsbezug des 16,7 Hz Netzes: Zustimmung.

Art. 5 Abs. 2: Zustimmung

Art. 6 Abs. 1: Zustimmung.

Art. 6 Abs. 2 **Antrag:**

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

Art. 6 Abs. 3: Zustimmung.

Art. 6. Abs. 4 **Antrag:**

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

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

Art. 7 Ersatzversorgung: Zustimmung.

Art. 8 Abs. 1<sup>bis</sup>: Zustimmung.

Art. 8a Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen: Zustimmung.

Art. 12 Information und Rechnungsstellung **Antrag:**

- g. Rücklieferatarife für in Anlagen erneuerbarer Energie produzierte Energie.

Art. 13 Abs. 3: **Antrag:** Nicht streichen. Beibehalten der heutigen Bestimmungen.

Art. 13a: Zustimmung.

Art. 14 Abs. 3bis Buchstabe a. **Antrag:**

Für Endverbraucher ohne Leistungsmessung weist der Netznutzungstarif eine einheitliche, nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 60 Prozent auf.

b. Für Endverbraucher mit Leistungsmessung und einem jährlichen Stromverbrauch von weniger als 50 MWh weist der Netznutzungstarif eine Arbeitskomponente (Rp./kWh) nach Buchstabe a auf; deren Anteil darf unter 60 Prozent liegen, wenn Eigenverbraucher dadurch gesamthaft betrachtet nicht schlechter gestellt sind als mit einer Arbeitskomponente von 60 Prozent.

Art. 15 Abs.1, 2 Bst.a und d, 3 Bst. b und 3<sup>bis</sup> Bst.a und d: Zustimmung.

Art. 17a : Zustimmung.

Art. 17a<sup>bis</sup> : Zustimmung.

Art. 17a<sup>ter</sup>: Zustimmung.

Art. 17b<sup>bis</sup>: Zustimmung.

Art. 17b<sup>ter</sup>: Zustimmung.

Art. 17c: Zustimmung.

Art. 18 Abs. 4, 4<sup>bis</sup>, 6 dritter Satz und 7: Zustimmung.

Art. 19b: Zustimmung.

Art. 20, Abs. 2, Bst. b: Zustimmung.

Art. 20b: Zustimmung.

Art. 21 Abs. 3: Zustimmung.



*Jetzt alle AKW abschalten!*

NWA Schweiz  
Murbacherstrasse 34  
4056 Basel  
Schweiz  
+41 61 322 49 20  
sekretariat@nwa-schweiz.ch

Art. 22 Abs. 2 und 2<sup>bis</sup> : Zustimmung.

Art. 22a: Zustimmung.

Art. 23 Abs. 2: Zustimmung.

Art. 25 Abs. 1: Zustimmung.

Art. 26 Abs. 1: Zustimmung.

Art. 27: Zustimmung.

Art. 29 Abs. 1 Bst. a, d, e<sup>bis</sup> und f<sup>bis</sup> sowie Abs. 4: Zustimmung.

Art. 33c: Zustimmung.

Art. 34 Abs. 2 und 3: Zustimmung.

Wir bitten Sie höflich, unsere Vorbringen zu prüfen und verbleiben mit vorzüglicher Hochachtung

Peter Stutz  
Co-Präsident NWA Schweiz

Christoph Arndt  
Geschäftsführer NWA Schweiz



Eingegangen

3 1. Jan. 2019

BFL / C. EN / UFE

Spettabile  
Ufficio federale dell'energia (UFE)  
Sezione "Regolazione del mercato"  
CP 211  
3003 Berna

**Ris. Mun. 3214 del 28.01.2019**

Airolo, 29 gennaio 2019 - lr

## **Presenza di posizione sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)**

---

Gentili Signore, egregi Signori,

L'Azienda Elettrica Comunale di Airolo rappresentata dal Municipio, viste le importanti conseguenze che ne potranno derivare, ritiene doveroso partecipare alla consultazione avviata il 17 ottobre 2018 dal DATEC concernente la 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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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 inevitabili ripercussioni sui costi.

In considerazione del citato aumento dei costi sommato e dei nuovi oneri che sicuramente scaturiranno da questa revisione di legge (non da ultimo con l'aumento degli attori coinvolti), siamo inoltre convinti che con l'apertura completa del mercato non sono vi è da attendersi alcun effetto economico positivo per il consumatore finale. A nostro avviso vi sono pure delle modifiche che entrano in contraddizione con gli obiettivi della Strategia energetica 2050.

## **Riflessioni sui singoli capitoli**

### **Apertura del mercato**

Come detto, riteniamo che per il cliente finale, l'eventuale 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). A fronte di un vantaggio economico irrisorio sulla fornitura di energia, saranno soprattutto i piccoli consumatori (categoria H4 max 40 franchi di risparmi annui; H7 max 100 franchi; C2 max 300 franchi all'anno) ad essere chiamati a sostenere i costi

Lo spirito della revisione della legge che mira a 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, poiché in contraddizione con il principio di una liberalizzazione totale del mercato. In ogni caso il ritorno deve poter avere luogo unicamente a scadenze annuali ed entro termini ben precisi, come lo è al momento attuale 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 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)
- 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.

È 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**

È 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.

Condividiamo 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 riesce a procurarsi l'energia necessaria né sui mercati né attraverso l'energia di regolazione sul mercato 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 non sosteniamo 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 LAEL.

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.

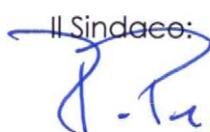
### **Conclusioni**

Siamo persuasi che alcune delle modifiche in consultazione non andranno a rafforzare il servizio pubblico svizzero e a tutelare gli interessi economici delle realtà cantonali e comunali, e nemmeno quelli dei 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 finali, che, oltre ai costi amministrativi e gestionali supplementari, saranno chiamati a compensare con un aumento della pressione fiscale i mancati introiti della collettività.

Riteniamo pertanto che le nostre osservazioni e 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.

Per il Municipio:

Il Sindaco:  


Franco Pedrini

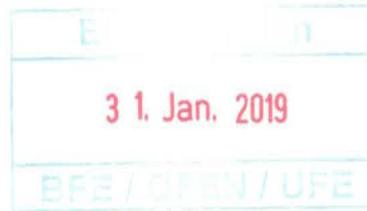


Il Segretario:



Danilo Passera

**A-Post**  
Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern



Tel. 058 228 25 48  
www.oberbueren.ch  
kanzlei@oberbueren.ch

29. 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 der Gemeinderat Oberbüren bzw. die Elektra Oberbüren 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 Gesamtkonomie der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert werden.

Der Gemeinderat Oberbüren bzw. die Elektra Oberbüren 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

**Gemeinderat Oberbüren**  
Der Gemeindepräsident

Alexander Bommeli

Die Ratsschreiberin

Karina Künzle

**Infrastruktur und Hochbau**

Saurenbachstrasse 6 · 8708 Männedorf  
Tel. 044 921 67 26 / Fax  
www.maennedorf.ch

**Alexander Frei**

Abteilungsleiter Infrastruktur und Hochbau  
alexander.frei@maennedorf.ch



GEMEINDE  
**MÄNNEDORF**  
INFRASTRUKTUR

Eingegangen

- 1. Feb. 2019

BFE / OFEN / UFE

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

24. Januar 2019

**Revision StromVG  
Stellungnahme zur Vernehmlassung**

Sehr geehrte Damen und Herren

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

Als regionaler Endverteiler und Querverbundunternehmen versorgen wir ca. 5'800 Endkunden in Gemeinde Männedorf mit 45 GWh elektrische Energie. Zusätzlich versorgen wir die Gemeinde Männedorf mit Wasser und entsorgen Abwasser.

Unsere Eingaben zur Revision StromVG stehen im Einklang mit der Eingabe des DSV.

Wir sind überzeugt, dass das BFE unsere Ergänzungen und Bemerkungen angemessen übernehmen wird und ein StromVG ausarbeitet, welchem wir zustimmen können.

Freundliche Grüsse

**Infrastruktur und Hochbau**

Erich Meier  
Ressortvorsteher  
Infrastruktur

Alexander Frei  
Abteilungsleiter  
Infrastruktur und Hochbau

**Kopie an:**

- Peter Imhof, Leiter Betrieb
- Rico Strebel, Fachbereichsleiter Energie
- Thomas Walter, Stabstellenleiter Finanzen

**Beilage:**

- Stellungnahme seitens Männedorf als Mitglied des VKE (Verband Kommunalen Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen im Kanton Zürich)

## 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 VKE Mitglieder begrüssen grundsätzlich eine vollständige Marktöffnung, aber nur eine solche, welche allen Marktteilnehmern die gleichen Chancen bietet. Das vorgeschlagene Marktdesign mit Grundversorgung widerspricht aber klar unseren Vorstellungen von Marktwirtschaft. Einer vollständigen Marktöffnung kann der VKE nur zustimmen, wenn die folgenden Punkte verbessert werden:

Wie das Ausland beweist, kann eine regulierte Marktöffnung keine tieferen Strompreise garantieren. Neben unsozialen Kostenumlagerungen wird der Aufwand zur Abrechnung und Verwaltung immer grösser. Wie die Flut von Gesetzesänderungen der letzten Jahre beweist, wird hier ein kleiner Markt vollkommen überreguliert.

Das vorgeschlagene Marktdesign des StromVG steht im Widerspruch zur Energiestrategie 2050. Es sind keine Anreize für Investitionen in neue, regionale, dezentrale und erneuerbare Energieproduktionsanlagen erkennbar.

Die Wechselwahrscheinlichkeit der Kunden in günstige Produkte, welche nicht ökologisch sind, ist offensichtlich.

Die Kündigungsfristen und der mögliche Wiedereintritt in die Grundversorgung sind nicht geregelt. Es ist zwingend, dass die Fristen mit den Anforderungen der EICOM bezüglich den Tarilmeldungen abgeglichen werden. Diese Termine müssen im Gesetz und nicht erst in der Verordnung festgelegt sein.

Es ist auch stossend, dass alle Kunden z. B. auch solche mit ungenügender Zahlungsmoral beim Netzbetreiber verbleiben. Der daraus zu erwartende Mehraufwand für Inkassorisiko und die nicht planbare Energiebeschaffung werden den allgemeinen Netzkosten und somit allen Endverbrauchern solidarisch angelastet.

Die Schweizer Stromversorgung sollte ganzjährig nicht auf Importe angewiesen sein. Eine offensichtliche Importabhängigkeit, besonders im Winter, gefährdet die Versorgungssicherheit.

#### **Alternativer Vorschlag des VKE für den Beibehalt der Teilmarktliberalisierung:**

Für eine regulierte Marktöffnung muss mit grossem finanziellen und organisatorischen Aufwand bei jedem Endverteiler ein Abrechnungssystem aufgebaut und unterhalten werden, das am Ende nur von einer ganz kleinen Anzahl Kunden (kleiner 3%) wirklich genutzt wird.

**Eine echte Alternative wäre die Herabsetzung der Marktzugangsgrenze von heute 100 MWh auf 50 MWh. Damit hätte der grösste Teil aller KMU und grösseren Verbrauchern den Marktzutritt.**

### 2. Erneuerbarer Schweizer Strom für die Grundversorgung, Marktnahes Modell

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Es ist nicht erwiesen, dass ein fester Anteil aus Schweizer Produktion in der Grundversorgung der inländischen Wasserkraft auch nachhaltig hilft. Auch hier soll der Endkunde entscheiden.

Falls der Anteil von Strom aus Schweizer Produktion und erneuerbaren Energieproduktionen gesetzlich festgeschrieben sein soll, dann ist dieser bereits im StromVG festzulegen.

### 3. Speicherreserve als Energieversicherung

Die Bildung einer Speicherreserve wird begrüsst. Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Die Finanzierung der Speicherreserve muss über die Energiepreise erfolgen. Mit der steten Umlagerung von Kosten auf die Netzgebühren werden 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

Der VKE erwartet, 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

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

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

Die Regel aus dem StromVVArt. 31f übernehmen. EVU soll Flexibilität weiterhin nutzen können bis Eigentümer Eigenbedarf anmeldet. Somit soll sich der interessierte Kunde aktiv beim EVU melden um seine Flexibilitäten nutzen zu können.

Gemäss

*Art. 17bbis Nutzung von Flexibilität<sup>3</sup> 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

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Seit Einführung der Sunshine-Regulierung nimmt der Erfassungsaufwand bei den EVUs weiterhin zu. Der Erfassungsaufwand soll nicht weiter zunehmen.

Bei den Vergleichen und Beurteilungen muss eine grössere Transparenz durch Direktvergleiche resp. Benennung der Mitbewerber der Vergleichsgruppe eingeführt werden.

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

Der VKE lehnt 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 ihre Zähler und 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.
- Tarifumschaltung 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.

Herr  
Erich Nufer  
Peterweg 4A  
8305 Dietlikon  
044 833 4508



Dietlikon, 30.1.2019

**Einschreiben**

Vernehmlassung StromVG  
Bundesamt für Energie

3003 Bern

**Strom VG Vernehmlassung Teilnahme 2019**

(Publikation Vernehmlassung vom 17.10.2018 bis zum 31.1.2019)

Sehr geehrte Damen und Herren

Besten Dank für die Einladung zur Teilnahme am Vernehmlassungsverfahren StromVG. Folgende Punkte reiche ich Ihnen nach jahrelanger Erfahrung mit den Gemeindewerken in Dietlikon (sechsjährige Erarbeitung von Werkreglementen) und als Kundendienst Mitarbeiter eines grösseren kantonalen Stromversorgers ein.

Folgende Hauptthemen sind mir ein Anliegen zur Verbesserung:

1. Verbesserungen im Bereich der «letzten Meile»
2. Netznutzungskosten «echte Vergleichbarkeit» sicherstellen
3. Unterscheidung zwischen öffentlichen und privaten Netzbetreibern
4. Umsetzung Bundesgerichts Entscheide
5. Beteiligung aller Grossverbraucher an gesamter Kostenpalette
6. Netznutzungsentgelte an Solarstromproduzenten, faire Energiepreise
7. Umkehrung der heutigen Tarifmodelle zur Förderung der Erneuerbaren
8. Zählerinfrastruktur bestehen lassen für EVG, Netzmonopol Messwesen
9. EICom mehr Anreize zum fairen Handeln und Hinschauen schaffen
10. Elektromobilität Sparpotential aufnehmen und ausschöpfen

## **Die letzte Meile (Akzessionsprinzip, Eigentum, Finanzierung, Netzhoheit)**

Der Netzbereich «letzte Meile» bzw. auch Objektanschluss genannt, birgt massive juristische Problemstellungen. Insbesondere das Akzessionsprinzip, die daraus abgeleiteten Eigentum-Ansprüche, die Finanzierung inkl. den Netzanschlusskosten, die Mess- und Übergabestelle als letzter Netz-Komponente der Netzebene 7, der Ersatz und Unterhalt (Ausführung und Kostenträger), sowie die abzugeltende Durchleitungs- und Transportleistungen inkl. der im Grundbuch baurechtlich festzuhaltenden, amtlichen Dokumente, meist privater Dritter geben immer wieder Anlass zu langjährigen teuren Rechtsstreitigkeiten und Missverständnissen.

Eine schweizweit verbindliche Lösung über Eigentum, Zuständigkeiten, Verantwortlichkeiten des Netzbetreibers oder Privater als Kostenträger und damit glasklare Festlegung der Finanzierung ist dabei unerlässlich. Am Beispiel in Dietlikon ist zudem ersichtlich wie massive Finanzmittel verschwendet wurden um in über sechs Jahren «Spezialisierte» eigene Werk-Reglemente zu erzeugen, ohne auf einen schweizweiten verbindlichen Standard zurück zu greifen zu können. Diesen unnötigen «Spezialfall Dietlikon» gibt's in über 600 weiteren Reglementen! Dies ist zu vermeiden.

### **Die Grundlagen einer fairen Lösung:**

Der Netzbetreiber ist für alle entstehenden Transport-Kosten bis und mit der als Übergabe- bzw. Mess-Stelle (Stromzähler) als Systembetreiber verantwortlich. Insbesondere hat der Netzbetreiber seine Eigentumsrechte am Erschliessungskabel, Verteilerkasten bis und mit der Übergabestelle am Zähler sicherzustellen. Die Durchleitungsleistungen, benötigten Flächen für Verteiler und Rechte bei Dritten sind analog seinen eigenen als Netzbetreiber allen Endkunden in Rechnung gestellten Leistung zu entschädigen und im Grundbuch auf Kosten des Netzbetreibers einheitlich abzusichern.

Die Erstellung von Durchleitungsrohren auf den Grundstücken Dritter (Akzessions-Prinzip) sind nach den technischen Vorgaben des Netzbetreibers zu erstellen und zu unterhalten. Dabei obliegt es dem Eigentümer des Grundstückes diese durch den Netzbetreiber oder einen dritten zertifizierten Fachbetrieb ausführen zu lassen. Der Netzbetreiber erschliesst nun durch das Objekt, oder eventuelle weitere Objekte Dritter über diese Rohre mit seinen «eigenen» Anschlusskabel. Der Netzbetreiber entschädigt somit den Besitzer von Durchleitungsrohren analog seinen eigenen in Rechnung gestellten Kosten. Grundsätzlich ist aber, wenn immer möglich, auf eine Durchleitung auf Drittgrundstücken zu verzichten.

Diese Besitz- und Nutzungsverhältnisse sind immer klar in den Werk-Reglementen schweizweit gleich zu definieren. So ist sichergestellt, dass die Netznutzungsentgelte wirklich vergleichbar sind und keine «Speziallösungen» mit Kostenverlagerung durch einseitige Werkreglemente vom Netzbetreiber an die Eigentümer oder Dritte stattfindet.

### **Spezielle Netzbetreiberfunktion in Privatstrassen und Areal-Überbauungen**

Im Bereich der Privatstrassen und Arealüberbauungen ist die durch den Netzbetreiber entstehende Netzhoheit (bis zum Zähler) ebenfalls im Grundbuch, baurechtlich festzuhalten. Damit sind die Besitzverhältnisse zwingend zu definieren und die späteren Kostenträger bei Ersatz und Unterhalt eindeutig (Akzession) festzuhalten. Damit ist erst eine korrekte Kalkulation der Netznutzungstarife (ohne latente Risiken) möglich. Diesen Nachweis hat der Netzbetreiber zu erbringen. Fehlt dieser, haftet der Netzbetreiber für zukünftige Ersatzkosten des Netzes auf Privat- Grundstücken und alle Durchleitung Entschädigungen vollumfänglich.

### **Gleichbehandlung aller öffentlichen rechtlichen Versorgungsunternehmen mit einem kantonalen, kommunalen oder lokalen Versorgungsauftrag:**

Alle Kantonalen, Gemeinde- und Stadt-Werke unterliegen denselben Vorgaben und Regelungen. Vermischungen wie zum Beispiel zwischen den Sparten Abfall, Gas, Strom, Telekommunikation und Wasser etc. sind unzulässig. Damit sollen keine Quersubventionierungen stattfinden. Der Handlungsspielraum im monopolistischen Grundversorgungsbereich entfällt und wird analog dem Kranken-Grundversicherungssystem vorgegeben. Im freien Marktbereich ergibt sich ein durch die Unternehmen frei gestaltbarer Wirtschaftsbereich.

Grundlegende Harmonisierung des Monopolbereiches Netznutzung:

Eine Schweiz weite Harmonisierung der Werkreglemente zur Schaffung einheitlicher Berechnung-, Haftung- und Leistungserbringung-Grundlagen im Bereich der Netznutzungsentgelte ist zwingend.

Durch die komplett unterschiedlichen Werk- und Anschlussbedingungen (sog. Werk-Reglemente) verzerrt sich die Berechnung der Netznutzungsentgelte massiv, ist nicht schweizweit vergleichbar.

Zudem hat vor und zum Teil auch nach der Einführung 2010 von Energie- und Netznutzung- Tarifkomponenten, wegen den stark gesunkenen Energiepreisen eine massive Verlagerung der Kosten und deren Berechnungen in die Netznutzung landesweit stattgefunden. Dies muss zwingend behoben, bzw. harmonisiert werden. Es kann nicht sein, dass Gemeinde eigene Werke wie z.B. Dietlikon ganz andere Werk- und Netzanschluss- Vorschriften und damit Tarife haben wie z.B. die im Nachbardorf Tütigen Elektrizitätswerke Wallisellen oder jene des Kantons Zürich. Technik, Auftrag, Haftung, Ausprägung und Berechnung sind im Monopol. Dies bedeutet, dass hier der Markt nicht spielt und damit alle Netzbetreiber denselben Leistungsauftrag zu erbringen haben.

Werden nun Konzessionsgebühren, Unterhaltsarbeiten, Netzinvestitionen, Kapitalverzinsungen oder Ersatz im Schadensfall, Durchleitungsrechte auf Privaten Grundstücken oder das Akzessions-Prinzip der letzten Meile etc. komplett unterschiedlich ausgelegt, besteht keinerlei Transparenz, Fairness und Messbarkeit anhand klarer Vergleichskriterien, bzw. bereichern sich die einen Netzbetreiber am Kunden, währendem andere fair und zu Kostendeckenden Ansätzen betriebswirtschaftlich orientiert arbeiten. Eine sogenannte „Briefmarke“ lässt sich heute so also gar nicht berechnen, da die über 600 Netzbetreiber alle komplett unterschiedlich im Monopol agieren können.

Letztendlich geht es um einen reinen Strom-Transport in Kupfer oder Aluminiumleitungen von A nach B analog einer Speditionsfirma. Die hingegen steht im freien Wettbewerb zu anderen und kann vom Kunden frei gewählt werden.

## **Unterscheidung öffentlich rechtlicher Kantons- und Gemeindewerke zu privatwirtschaftlichen Unternehmungen mit Mittelabflüssen an Shareholder**

Aufgrund unterschiedlicher Eigentümerschaften (Finanzierung, Haftung und Gewinnverwendung) ist eine Unterscheidung auch im Strom VG zwingend. Der Geltungsbereich ist genauer zu spezifizieren. So müssten Konzessionsabgaben im Netznutzungstarif (Netznutzungsentgelt des öffentlichen Grundes) in öffentlichen rechtlichen Versorgungsunternehmen verboten werden, da diese den Charakter einer reinen Steuer haben, und im Gegensatz zur Telekommunikationsbranche, Erdgasversorgungs- oder Wasserversorgungen etc. immer noch einseitig erhoben werden (einheitliche Versorgungsregelungen aller Sparten). Verzinsungsentgelt für Kapitalien der öffentlichen Hand in Ihre Netzinfrastruktur sind mit den Sätzen von Staatsanleihen gleichzusetzen und damit dem geltenden Kapitalmarkt anzupassen, um nicht massiv überhöhte Zinserträge durch die Energieversorgung mit Elektrizität als nicht Zweck gebundene Erträge in die Kassen der öffentlichen Hand spülen. Der «Service Publique» ist damit zu fairen Selbstkosten und nicht überteuerten Gewinnen zu stärken.

Dies ist in den Berechnungskomponenten unbedingt zu berücksichtigen. Dort sind nur zweckgebundene und der Energiestrategie des Bundes entsprechende Abgaben zu erlauben. Zudem dürfen nur selber erbrachte Leistungen in Rechnung gestellt werden.

Kennzahlen wie z.B. Kosten pro Messpunkt oder andere Effizienzkennzahlen auf betriebswirtschaftlicher Basis sollen nebst den Tarifen jährlich öffentlich Auskunft über die wirtschaftliche Effizienz aller öffentlich rechtlicher Versorger ermöglichen und damit verhindern, dass veraltete und teure Strukturen (Hochpreisinsel) im Versorgungsbereich erhalten bleiben und einfach auf die Endkunden im Monopol überwältzt werden können.

Übernimmt hingegen ein Dritter die Versorgung eines kantonalen, regionalen oder lokalen Gebietes (Kanton, Gemeinde etc.) besteht die Möglichkeit, dass ein sogenanntes zweckgebundenes Marktzutrittsentgelt (Monopolbereich der Netznutzung) erhoben werden kann, dies im Sinne einer Gewinnabführung und dem unternehmerischen Teilrisiko, welches durch eine Vergabe an einen Dritten Versorger durch die öffentliche Hand entsteht. Hiermit soll ein Anreiz dafür geschaffen werden, dass keine übermassigen Gewinne an Dritte im Geschäft mit der Grundversorgung bzw. dem «Service Publique» erzielt werden können. Zudem wird so ein Anreiz zur Effizienzsteigerung gegeben. Die Verwendung dieser Gewinne / Einnahmen ist über eine zweckgebundene Verordnung klar zu regeln und politisch zu legitimieren (Abstimmung, Gemeindeversammlung etc.).

## **Umsetzung von Bundesgerichtentscheiden, abgestimmtes Strom VG mit Gemeinde eigenen Stromverordnungen ist zwingend.**

Ich gehe davon aus, dass die seit 2010 gefällten Bundesgerichtsentscheide wie z.B. der GBE 143 II 283 vom 17.5.2017 im neuen StromVG auch mit umgesetzt werden. Und damit für Gemeinde und Kantone eine klare Vorgabe zur Erarbeitung von zusätzlichen eigenen politisch legitimierten spezifischen Verordnungen und Regelungen im Bereich der Elektrizitätsgrund und Marktversorgung aufgrund der grundlegend klaren Bestimmungen im Strom VG erzeugt werden.

## **Quersubventionierung der Privathaushalte an Grossverbraucher verhindern.**

Durch «Abgabenbefreiung» verabschieden sich Grossverbraucher zunehmend aus der Verursacher gerechten Beteiligung ihrer Konsumationsverantwortung unter dem Deckmantel der Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich mit dem Ausland. Diese Kosten werden dann an die Privathaushalte überwältigt. Mit der Revision des StromVG soll diesem Trend massiv entgegengewirkt, um solche Entwicklung vermieden werden.

Solange der grösste Verbraucher den besten, sprich günstigsten Preis bzw. den höchsten Rabatt erzielen kann, besteht kaum ein Anreiz zum sorgsamem sparsamen Umgang mit Elektrizität. Dies ist stossend und kann mit einer Linearisierungsvorgabe, einer Tarifumkehrung oder einer Deckelung abgefedert werden.

## **Private Solarenergie im Wettstreit mit internationaler grauer Energie?**

Mit den heutigen zulässigen Vergütungsmodellen wird die im kleinen lokal erzeugte Elektrizität einer kleinen schweizerischen Cleantech-Branche in den internationalen Wettbewerb gestellt mit oft staatlich subventionierter nicht erneuerbarer Energien. Dies macht das aus meiner Sicht keinen Sinn? Hier erwarte ich nebst der Einspeisungsmöglichkeit (Übernahmepflicht) weitere flankierende Vorgaben im Rahmen einer Gleichbehandlung der erneuerbaren reinen kWh Strom. Gratis diese Energie ins Netz einzuspeisen und nur über den ökologischen Mehrwert zu reden ist dabei absurd und nicht zielführend. Die hochwertiger produzierten Produkte sind mindestens soviel wert wie z.B. dreckiger Kohlestrom. Diesen zu verteuern wäre sinnvoll und zwar nicht nur über international gehandelte undurchsichtige Zertifikate. Lokale Solarstrombörsen als Verpflichtung könnte dabei helfen für alle beteiligten Mehrwerte zu schaffen. Im StromVG könnte hier auch ein Rahmen geschaffen werden, der die Autonomie und Bestrebung erneuerbare Energie selber zu produzieren stärker gewichtet, entschädigt und nicht Unsicherheiten der Abnahme und Preisentwicklungen begünstigt. Hier wird der Markt gar nichts regeln ausser einem Preiszerfall nach unten.

## **Tarif-Gestaltung von Hoch und Niedertarif bzw. Mittagssperzeiten den erneuerbaren Energie Gegebenheiten anpassen:**

Tarifgestaltung aus der Atomzeit überführen in erneuerbare Energieproduktion könnte ein weiteres wichtiges Element im autarken oder zumindest durch die Sonne zeitlich stark beeinflussten Produktion sein. Der Markt versagt hier komplett und schwemmt erneuerbaren Fotovoltaik-Strom mit negativen Abnahmepreisen in den Markt, wofür Kunden dann noch Hochtarife zu bezahlen haben. Hier wäre z.B. eine Bevorteilung oder Verpflichtung zur Preisweitergabe an den Endkonsumenten als Anreiz zum Verbrauch bei Sonnenschein ein sehr interessanter Lösungsansatz.

Preisgestaltung durch Umkehrung der Mengenrabattierung (reine Begünstigung des Massenverbrauches) und Tarif-Umgestaltung, damit erneuerbare Energie bevorzugt genutzt wird. Die heutige Tarifstruktur mit Ausrichtung auf Atomstrom und die Industrie mit besten Strompreisen ab 20:00 bis 07:00 bzw. teurem Strom von 07:00 bis 20:00 ist zu korrigieren, denn heute werden bei Sonnenschein über Mittag, und zu den besten Sonnenscheinzeiten, Unmengen an erneuerbarem günstigstem Strom produziert, der auch genutzt werden soll.

## **Der Netzinfrastruktur - Irrsinn bei der Eigenverbrauchsregelung (EVG)**

Die neuen wiederum teureren Dienstleister, welche in der Branche gebildet wurden zur Erbringung von einzelnen Multisparten Abrechnungen im Bereich der Eigenverbrauchs-Regelungen verursacht unsinnigen Ressourcenverschleiss an Zählern (Neueinbauten und Demontagen durch den alten Netzbetreiber bzw. den neuen Dienstleister) und vernichtet grosse Kapitalien der bestehenden Versorger durch den Verlust von Messpunkten (Zählermengen sinken, Eichstellen werden aufgelöst etc.), welche eigentlich intelligenter z.B. für den dezentralen Netzinfrastruktur-Ausbau benötigt würden. In Funktion sind diese neuen Unternehmen gleich den bisherigen M2C Prozessketten und schalten sich als Profiteur zu Lasten der Kunden zwischen den Netzbetreiber und den Energie-Lieferanten, mit völlig überdimensionierten Ablesungs- und Verrechnungs- Dienstleistungspreisen. Diese würden die bestehenden Netzbetreiber effizienter erbringen. Es kann nicht im Interesse der Bevölkerung sein, dass unwirtschaftlich mehrere kleinere Dienstleister einem grossen und durch grosse Stückzahlen effizienteren Netzdienstleister einem angeblichen Preiskampf aussetzen, der preislich niemals effizienter sein kann als ein zentrales Ablesungs- und Zähler Management mit geschlossenen effizienten M2C Abwicklungsprozessen.

## **Gleichbehandlung von Grossverbrauchern und Kleinkunden**

Keine Querfinanzierungen der Haushalts- und Kleinkunden betreffend Umbau der Versorgungslandschaft an die Grossverbraucher. Der Umbau unseres heutigen Versorgung Systems muss durch alle gleichermassen finanziert werden. Über Verbrauchabhängige Parameter soll dies Verursachergerecht finanziert werden.

Weitere Finanzierungsmodelle für Beratungen, Dienstleistungen, Umweltabgaben etc. sind demnach analog nicht nur durch die Haushaltungen, sondern ebenfalls im gleichen Umfang von den im Wettbewerb stehenden Unternehmen je verbrauchte kWh zu tragen. Damit soll es keinerlei «Befreiungsmöglichkeit» geben können, wie dies zum Beispiel in Deutschland traurige Normalität geworden ist.

## **Konsumentenschutz, Verbindlichkeit und kein Branchenschutz durch die EICom**

In meinem bisherigen Kontakt mit der angeblichen «Schiedsstelle EICom» stelle ich nach Jahren sachlich fest, dass weder griffiger Konsumentenschutz noch Verständnis für unzufriedene Stromkunden vorhanden ist. Aus meiner Sicht findet dort immer noch zu häufig reiner «Branchenschutz» statt, der oftmals eben auch noch im StromVG zementiert wird, anstelle betriebswirtschaftliche Ansätze und Fakten diverser Beschwerdeschreiben abzuklären. Besonders in halbherzige Kontrollen der Tarife (z.B. stiegen in Dietlikon 2014 die Netzkosten um über 24% !!!! und keinerlei fundierte Abklärungen dieser massiven Preissteigerung fand statt. Komplexer Zusammenhänge werden kaum korrekt wiedergegeben, oder dann immer zu Gunsten einer mächtigen Stromwirtschaft und deren Rechtsabteilungen ausgelegt. Speziell diese Elcom.

## **Förderung von E- Mobilitätssystemen**

Die dezentrale Energie-Versorgung und die Lademöglichkeit in Arealüberbauungen zum Einsatz rein elektrisch betriebener Fahrzeuge (Brennstoffzelle oder Batterie) erachte ich im Zusammenhang mit der direkten Einspeisung ab einer Fotovoltaik Anlage inklusive intelligenter Steuerungs-Systeme als lohnenswertes Ziel.

Hier ist nun der Rahmen zur effektiven Nutzung den erneuerbaren Energien gerade durch das StromVG sicher zu stellen und alle Beteiligten anzuhalten einen wesentlichen ehemaligen auf Öl basierenden Konsum mit grosser Eigenverantwortung und Weitsicht klug mittels effizienterem Elektroantrieb zu ersetzen.

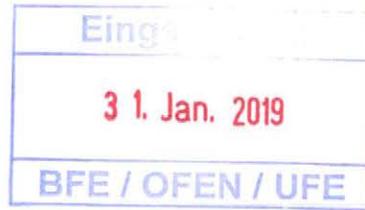
In diesem Sinne hoffe ich als Konsument, Bürger und Branchen-Mitarbeiter auf die Aufnahme und klare juristisch Glas klare Ausformulierung des einen oder andern oben genannten Punktes im neuen hoffentlich Kunden freundlicheren und effizienteren StromVG mit schweizweiter besserer Harmonisierung aller Netzbetreiber und einer EICom die sich im Umfeld von Lobby, Verbandelung und starken Machtinteressen stärker einbringt.

Nicht alles «Althergebrachte» ist schlecht auch in unserer Zeit und nicht jeder neue «Furz» bringt einen sinnvollen und betriebswirtschaftlichen Mehrwert am Markt.

Freundliche Grüsse



Erich Nufer  
Kassier Solar Glattal



**A-Post**

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

30. Januar 2019 sb

**Revision StromVG  
Stellungnahme zur Vernehmlassung**

Sehr geehrte Damen und Herren

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

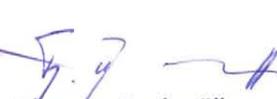
Als regionales Querverbundunternehmen versorgen wir ca. 6'400 Endkunden in der Gemeinde Herrliberg mit 26 GWh elektrischer Energie. Zusätzlich versorgen wir die Einwohner mit Wasser, Kommunikations- sowie TV-Services und entsorgen Abwasser.

Unsere Eingaben zur Revision StromVG stehen im Einklang mit der Eingabe des Dachverbandes Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV).

Wir sind überzeugt, dass das Bundesamt für Energie unsere Ergänzungen und Bemerkungen angemessen übernehmen wird und ein StromVG ausarbeitet, welchem wir zustimmen können.

Freundliche Grüsse

  
Thomas Dinkel  
Werkvorsteher

  
Thomas Buchmüller  
Leiter Tiefbau/Werke

Beilage: - Stellungnahme Elektrizitätswerk Herrliberg zur Vernehmlassung Revision StromVG



## 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 VKE Mitglieder begrüßen grundsätzlich eine vollständige Marktöffnung, aber nur eine solche, welche allen Marktteilnehmern die gleichen Chancen bietet. Das vorgeschlagene Marktdesign mit Grundversorgung widerspricht aber klar unseren Vorstellungen von Marktwirtschaft. Einer vollständigen Marktöffnung kann der VKE nur zustimmen, wenn die folgenden Punkte verbessert werden:

Wie das Ausland beweist, kann eine regulierte Marktöffnung keine tieferen Strompreise garantieren. Neben unsozialen Kostenumlagerungen wird der Aufwand zur Abrechnung und Verwaltung immer grösser. Wie die Flut von Gesetzesänderungen der letzten Jahre beweist, wird hier ein kleiner Markt vollkommen überreguliert.

Das vorgeschlagene Marktdesign des StromVG steht im Widerspruch zur Energiestrategie 2050. Es sind keine Anreize für Investitionen in neue, regionale, dezentrale und erneuerbare Energieproduktionsanlagen erkennbar.

Die Wechselwahrscheinlichkeit der Kunden in günstige Produkte, welche nicht ökologisch sind, ist offensichtlich.

Die Kündigungsfristen und der mögliche Wiedereintritt in die Grundversorgung sind nicht geregelt. Es ist zwingend, dass die Fristen mit den Anforderungen der ElCom bezüglich den Tarifmeldungen abgeglichen werden. Diese Termine müssen im Gesetz und nicht erst in der Verordnung festgelegt sein.

Es ist auch stossend, dass alle Kunden z. B. auch solche mit ungenügender Zahlungsmoral beim Netzbetreiber verbleiben. Der daraus zu erwartende Mehraufwand für Inkassorisiko und die nicht planbare Energiebeschaffung werden den allgemeinen Netzkosten und somit allen Endverbrauchern solidarisch angelastet.

Die Schweizer Stromversorgung sollte ganzjährig nicht auf Importe angewiesen sein. Eine offensichtliche Importabhängigkeit, besonders im Winter, gefährdet die Versorgungssicherheit.

#### **Alternativer Vorschlag des VKE für den Beibehalt der Teilmarktliberalisierung:**

Für eine regulierte Marktöffnung muss mit grossem finanziellen und organisatorischen Aufwand bei jedem Endverteiler ein Abrechnungssystem aufgebaut und unterhalten werden, das am Ende nur von einer ganz kleinen Anzahl Kunden (kleiner 3%) wirklich genutzt wird.

**Eine echte Alternative wäre die Herabsetzung der Marktzugangsgrenze von heute 100 MWh auf 50 MWh. Damit hätte der grösste Teil aller KMU und grösseren Verbrauchern den Marktzutritt.**

## **2. Erneuerbarer Schweizer Strom für die Grundversorgung, Marktnahes Modell**

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Es ist nicht erwiesen, dass ein fester Anteil aus Schweizer Produktion in der Grundversorgung der inländischen Wasserkraft auch nachhaltig hilft. Auch hier soll der Endkunde entscheiden.

Falls der Anteil von Strom aus Schweizer Produktion und erneuerbaren Energieproduktionen gesetzlich festgeschrieben sein soll, dann ist dieser bereits im StromVG festzulegen.

## **3. Speicherreserve als Energieversicherung**

Die Bildung einer Speicherreserve wird begrüsst. Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Die Finanzierung der Speicherreserve muss über die Energiepreise erfolgen. Mit der steten Umlagerung von Kosten auf die Netzgebühren werden 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**

Der VKE erwartet, 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**

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

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

Die Regel aus dem StromVVArt. 31f übernehmen. EVU soll Flexibilität weiterhin nutzen können bis Eigentümer Eigenbedarf anmeldet. Somit soll sich der interessierte Kunde aktiv beim EVU melden um seine Flexibilitäten nutzen zu können.

Gemäss

*Art. 17bbis Nutzung von Flexibilität<sup>3</sup> Sie beziehen das Flexibilitätpotenzial 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

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Seit Einführung der Sunshine-Regulierung nimmt der Erfassungsaufwand bei den EVUs weiterhin zu. Der Erfassungsaufwand soll nicht weiter zunehmen.

Bei den Vergleichen und Beurteilungen muss eine grössere Transparenz durch Direktvergleiche resp. Benennung der Mitbewerber der Vergleichsgruppe eingeführt werden.

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

Der VKE lehnt 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 ihre Zähler und 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 (Netzebene 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.
- Tarifumschaltung 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.

 **COPIE**

  
**MOUTIER**  
Cœur de Jura

**Adresse de correspondance :**

Chancellerie municipale  
Case postale 927  
2740 Moutier  
Tél. 032 494 11 11



**Union des villes suisses**

Monbijoustrasse 8  
Case postale  
**3001 Berne**

Moutier, le 16 janvier 2019/vs

Notre référence : 01.1232.00159

**Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) : ouverture du marché de l'électricité, réserve de stockage et modernisation de la régulation du réseau**

Madame, Monsieur,

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est donnée de prendre position sur la révision de la LApEI. Notre Municipalité est elle-même gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité (GRD) et notre prise de position est le reflet de notre engagement quotidien pour un approvisionnement sûr, économiquement efficient et respectueux de l'environnement de nos citoyens et nos clients industriels depuis de très nombreuses années. Le Conseil municipal a traité de cet objet, lors de sa séance du 15 janvier 2019.

Nous nous mobilisons en permanence pour accomplir notre mission aux conditions optimales dans un environnement très changeant et de plus en plus complexe et exigeant. Conscients du besoin d'évoluer, nous avons pris pour habitude de trouver des solutions pragmatiques, grâce notamment à une coopération dynamique entre nos communes. Par une « Charte » et une société anonyme d'approvisionnement et de commercialisation « SACEN SA », dix GRD du canton du Jura et du Jura Bernois coopèrent activement dans tous les domaines de notre métier pour offrir un service de qualité et de proximité à des conditions très compétitives.

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.

Nous nous opposons 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 servent plus généralement d'intermédiaires entre producteurs et consommateurs. Par conséquent, nous n'adhérons pas à la révision de la LApEI telle que proposée.

Nous nous étonnons 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 y regardant de près, ce projet ouvrirait de nombreux chantiers administratifs, augmenterait les coûts de manière substantielle 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, nous vous faisons part des observations suivantes :

### **Position générale par rapport au projet de révision**

Notre commune soutient les deux objectifs principaux de la révision, à savoir une sécurité d'approvisionnement efficace et équitable du point de vue économique ainsi qu'une régulation efficace et transparente. Par contre nous ne comprenons pas le manque de cohérence de la proposition de révision de la LApEl par rapport à la SE2050. En effet, les diverses propositions de révision ne favorisent pas suffisamment les nouvelles productions renouvelables locales. Nous sommes en particulier persuadés qu'une ouverture totale du marché telle que proposée va très fortement décourager les investissements dans les énergies renouvelables et générer des coûts inutiles, sans pour autant amener des plus-values correspondantes pour les consommateurs finaux.

Avec la transition énergétique une augmentation substantielle du coût et de la complexité du système électrique est inévitable. Le cadre réglementaire doit essayer de limiter cette évolution en choisissant les mesures les plus efficaces. L'ouverture totale, à laquelle notre commune s'oppose, n'en fait pas partie.

Cette complexité favorisera l'émergence d'oligopoles de grands acteurs sur le marché suisse, dont les propriétaires sont partiellement publics, mais dont les stratégies ne sont aucunement au service du citoyen et du client industriel. En tant qu'infrastructure nationale stratégique, l'électricité ne doit pas être un gisement de bénéfices inadéquats. Le cadre réglementaire actuel répond à notre avis à cet équilibre. Sa révision pour forcer les acteurs du marché à diversifier leurs offres, encourager l'efficacité et les énergies renouvelables paraît bien plus importante.

### **Conditions-cadres de l'ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base**

Nous sommes opposés à une ouverture complète du marché dans des conditions de marché actuelles et prévisibles, néfastes au climat et à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Ce projet de révision ne formule pas des conditions-cadres (market design) nécessaires et suffisantes pour que les acteurs économiques puissent mieux investir dans la réalisation de la stratégie énergétique (SE2050) approuvée pour la Suisse, son économie et ses ménages. Nous ne pouvons pas adhérer aux affirmations citées dans ce projet.

Au sujet de la structure de la branche électrique, nous nous étonnons par ailleurs du fait que l'administration fédérale considère, à répétition, le nombre de GRD suisses comme un problème plutôt qu'une partie décisive de la solution, car cette diversité de GRD, très majoritairement multifluides, permet d'innover et il revient à ces acteurs de réaliser localement et concrètement, avec les consommateurs, la transition énergétique.

A certaines conditions, nous pouvons admettre que l'intégration dans un système européen est indispensable à une sécurité d'approvisionnement économiquement efficiente. Néanmoins, nous nous opposons à une ouverture totale du marché pour les motifs suivants :

- Une ouverture totale du marché semble requise pour l'accès au marché européen. Mais elle n'est pas une condition suffisante ; il faudra d'autres engagements politiques bien plus importants. Cet accès bénéficierait principalement aux grands groupes producteurs suisses, alors que les coûts de l'ouverture seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs. En tant que distributeurs multifluides communaux, nous ne voyons aucun intérêt pour les clients finaux, ménagers et industriels.
- Une intégration technique et commerciale dans le système européen est possible sans ouverture totale. Les systèmes électriques européens et suisses ont toujours été interconnectés, ils le sont et continueront de l'être. Les lois de la physique sauront raisonner les hommes et les besoins techniques réciproques continueront d'être couverts à travers des échanges emprunts de bon sens. Les difficultés d'alimentation des régions limitrophes, comme par exemple le Sud de l'Allemagne ou la France, pourront constituer de belles opportunités commerciales bilatérales.
- La sécurité d'approvisionnement ainsi atteinte coûtera éventuellement plus chère, mais ce coût ne dépassera pas celui de la libéralisation du système. Au moins, il sera réparti de manière équitable entre tous les acteurs.

- Avec la réglementation actuelle et grâce à leur accès aux marchés de gros nos GRD réussissent à s'approvisionner aux meilleures conditions. La marge des intermédiaires a disparu. Une ouverture totale du marché n'apporterait pas d'amélioration dans ce domaine.
- Actuellement, le bénéfice sur l'énergie est régulé. L'expérience internationale montre que la baisse des marges observée sur les clients actifs en termes de changement de fournisseur est largement compensée par l'augmentation de la marge auprès de la grande partie des clients inactifs. De plus, sans ouverture complète, les efforts de promotion et de commercialisation pourraient être économisés.
- La concurrence stimule l'innovation et la qualité des services. Ces améliorations s'observent dès à présent en Suisse sous l'effet de la digitalisation et l'avènement des services énergétiques. Les GRD à tous les niveaux développent de nouveaux services et prestations et améliorent leur service à la clientèle dans un régime concurrentiel. Ces nouveaux services sont, de fait, déjà dans un marché libre.

Nous demandons qu'une ouverture totale soit conditionnée par l'obligation amenée par un éventuel accord global avec l'Europe.

Nous sommes opposés au dispositif d'approvisionnement de base nouvellement proposé. Il serait inopérant et nous semble par conséquent politiquement trompeur. En effet, dans un marché ouvert il n'est pas possible d'imposer aux GRD responsables de l'approvisionnement de base la charge d'un produit suisse renouvelable, à un tarif limité au prix de marché, et de reposer sur ce seul support incertain (à option libre des petits consommateurs) pour développer la production renouvelable suisse. Si durant les années 2009 à 2018 jusqu'à 4 milliards de francs (estimation Handelszeitung / Enerprice de nov. 2018) avaient pu être obtenus hypothétiquement par les consommateurs dans un marché en concurrence, la production helvétique aurait été affaiblie de cette somme, avec les conséquences diamétralement opposées aux objectifs de la SE2050 et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De plus, les surcoûts liés à la complexification du marché par la libéralisation auraient certainement dépassé les économies potentielles.

L'ouverture partielle connue actuellement agit au moins comme stabilisateur économique smart et déterminant. Il faut préserver cet atout.

Nous demandons de préserver, en substance et a minima, les avantages de l'approvisionnement de base actuel basé sur les coûts imputables d'un approvisionnement diversifié (production, contrats long-terme) 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.

Les modalités proposées pour l'approvisionnement de base devraient être revus pour corriger les défauts suivants :

- Le référencement au prix du marché et l'option de retour enlèvent à l'approvisionnement de base leur rôle de protecteur des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables. Ce manque doit être compensé soit par un mécanisme lié à la formation des prix dans l'approvisionnement de base, soit par un autre mécanisme à déterminer hors approvisionnement de base. Il est trop tôt pour intégrer ces nouvelles technologies dans le marché.
- Il faut impérativement supprimer l'imposition prévue de la qualité du produit de base. Cette dernière pousse tous les GRD et leurs clients dans les bras de l'oligopole des producteurs et des négociants de garanties d'origine. Déjà depuis 2017, ce marché semble générer des rentes oligopolistiques inadmissibles aux dépens du consommateur final. Cette situation est d'ailleurs très représentative des risques de l'ouverture totale du marché. Une régulation beaucoup plus stricte doit être mise en place plutôt que proposer une libéralisation aux conséquences économiques désastreuses pour les clients finaux.
- L'existence de plusieurs produits en approvisionnement de base est inutile et augmente la complexité à la fois pour le contrôle de l'adéquation des tarifs que pour la comparaison des acteurs.

### **Tarifs d'utilisation du réseau**

Notre commune soutient toute modification qui favorise la solidarité entre tous les utilisateurs des réseaux publics et qui encourage le développement des productions renouvelables et l'efficacité énergétique.

La désolidarisation croissante provoquée par l'autoproduction, associée à une probable augmentation des tarifs d'acheminement et des taxes, crée une injustice sociale et risque de faire émerger une société énergétique à deux vitesses. Une trop forte proportion d'autoconsommation exempte du financement des infrastructures met en danger à terme la mission universelle d'approvisionnement par le GRD.

Les réseaux publics doivent être financés de manière équitable par tous les utilisateurs, quel que soit leur degré d'autoproduction. Ainsi, nous encourageons l'OFEN à développer des modèles de tarification des réseaux qui vont plus loin que le 50% proposé, en basant la tarification par exemple sur l'énergie consommée au point de soutirage et non pas uniquement sur l'énergie soutirée au réseau.

Concernant le report de coût entre niveaux de réseaux et pour promouvoir les productions décentralisées qui injectent sur les réseaux de distribution inférieurs, notre commune salue l'abandon du principe dit de « l'énergie brute » en faveur de « l'énergie nette ». Nous acceptons également une composante puissance de 90% pour le report des coûts. Par cohérence, nous proposons que cette proposition puisse être appliquée à la tarification d'utilisation de tous les niveaux de réseau jusqu'à la distribution (NR7).

### **Rôle d'un centre de données (datahub) national pour assurer l'efficacité des échanges de données dans un marché de l'électricité ouvert**

Le renoncement à l'ouverture totale du marché nous affranchira du développement coûteux d'un ou de plusieurs système d'échange de données et des risques de sécurité de données inhérents. Des exemples européens, dont la Belgique, ont démontré à quel point ces centres de données sont extrêmement coûteux. En cas d'ouverture, de tels centres seraient malheureusement nécessaires, au détriment des clients finaux.

La définition et la publication trop tardive des spécifications pour ces échanges mèneront à des investissements inadéquats, comme cela est actuellement le cas dans le Smart Metering.

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 des 15 à 20'000 clients libres. 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 pour les 99% ou environ 5 millions de consommateurs suisses.

Nous sommes également 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. Nous nous opposons à complexifier ce système et demandons de supprimer l'art. 17b-ter.

### **Modalités de la réserve de stockage**

Nous sommes favorables à un nouveau dispositif d'assurance de l'approvisionnement, à condition d'admettre au niveau de la loi notamment aussi le consommateur final comme contributeur. Il s'agit d'accorder la possibilité, par des mesures de type « demand side management » (DSM), de participer à cette contractualisation annuelle de la 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. De telles centrales devraient donc également pouvoir se qualifier pour participer à cette réserve d'énergie pour quelques jours ou semaines.

Dans un objectif de sécurité d'approvisionnement et dans le contexte d'une transition énergétique à venir, notre commune est favorable à la création et la gestion de la réserve stratégique de stockage aux conditions suivantes :

- Les technologies qui ne génèrent pas de CO2 doivent être dans tous les cas favorisés par rapport à des réserves thermiques.
- Une régulation stricte doit être mise en place pour éviter la formation d'une rente oligopolistique.
- La plus-value financière obtenue par les exploitants de la réserve doit être considérée dans le cadre d'éventuelles mesures de soutien financières supplémentaires.

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. (...)* »

### **Modalités de la régulation Sunshine et impact de cette régulation en termes d'efficacité**

Notre commune est favorable à une régulation stricte, transparente, solide et stable dans le temps. Par son approche pragmatique, la régulation Sunshine peut être l'outil adéquat.

La baisse de CHF 95.- à 75.- du bénéfice autorisé sur l'énergie en approvisionnement de base montre que ce système peut être utilisé de manière pragmatique et efficace comme outil de régulation en termes d'efficacité.

Cependant, par rapport aux pratiques actuelles et aux éléments proposés dans la révision, nous insistons sur la nécessité de distinguer entre les coûts hérités par un GRD des réseaux amonts et les coûts internes générés par sa propre activité. À ce jour, environ 40% des coûts composants des tarifs d'acheminement sont imposés par les réseaux amonts. Tous les acteurs devraient être mesurés et comparés sur les éléments qu'ils peuvent influencer dans leur rôle respectif, et pas uniquement les distributeurs finaux qui héritent des coûts de toute la chaîne amont.

En revanche, il serait précipité d'introduire à ce stade, au niveau de la loi, une prédétermination impliquant l'introduction d'une « régulation incitative » formelle. L'annonce de l'introduction possible d'un régime de régulation incitative provoque immédiatement l'anticipation de certains investissements et donc un renforcement non-désiré de l'intensité capitalistique des réseaux. Nous demandons de supprimer la disposition de l'art. 22a al. 3 et de ne formaliser aucune tâche nouvelle et supplémentaire de l'OFEN dans ce domaine.

Nous vous assurons que les GRD communaux, dans leur esprit de service public, feront tout pour se conformer aux incitations transparentes et argumentées. En contrepartie, nous demandons que la régulation soit équitable envers tous les acteurs. Nous ne voulons pas que nos efforts soient utilisés pour maintenir ou augmenter les bénéfices des grands groupes.

### **Maintenir la priorité aux énergies renouvelables**

Avec la proposition d'abroger l'actuel art. 13 al. 3 LApEI, c'est surtout la priorité au courant issu de sources renouvelables lors de l'attribution des capacités de réseau qui se voit supprimée. Dans le contexte où la Stratégie énergétique 2050 doit orienter l'approvisionnement en énergie de la Suisse davantage vers le renouvelable, cette proposition de suppression irrite. Même en tenant compte du fait que les privilèges pour certaines technologies de production ne sont pas faciles à mettre en oeuvre, le fait de renoncer à une priorité pour les énergies renouvelables ne peut se justifier que si les coûts environnementaux se reflètent dans le prix du courant (en particulier celui issu de sources non renouvelables). En outre, le Conseil fédéral se contredit lorsqu'il parle de privilégier certaines capacités de production lors de l'attribution des capacités transfrontalières de réseau. Car il y a deux ans, le gouvernement a soutenu l'initiative parlementaire 15.430, qui demandait justement la suppression des priorités aux énergies renouvelables dans le réseau de transport transfrontalier.

### **Modalités de la régulation des flexibilités**

Nous sommes favorables, sur le principe, à l'attribution des flexibilités aux véritables détenteurs et à l'exploitation contre rétributions de celles-ci (art. 17b-bis). Toutefois, il faut éviter de sur-administrer cet instrument évolutif de gestion des réseaux. L'exploitation rémunérée des flexibilités est par ailleurs possible aussi en ouverture partielle du marché de l'électricité. Pour les réseaux il y aura un effet double encore très incertain : 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 (charges ponctuelles des véhicules électriques) et, par le dimensionnement optimisé des réseaux, limiter l'augmentation des coûts de réseau.

Le GRD local doit disposer de tous les moyens pour assurer l'exploitation sûre et efficace de son réseau local de distribution. Dans cet objectif, nous exigeons que tout contrat d'utilisation de flexibilité par un acteur autre que le GRD local soit soumis à autorisation de celui-ci. Ce dernier doit également disposer de la possibilité technique et contractuelle de bloquer, respectivement de libérer un signal de télécommande émis par un acteur tiers sur une installation raccordée au réseau local. Rappelons également que l'intervention imprévue par un tiers sur la flexibilité d'un client alimenté par un autre fournisseur ou GRD augmente le coût de l'approvisionnement de ce dernier.

Pour éviter des investissements inadéquats, nous demandons à l'OFEN de préciser le plus rapidement possible les règles opérationnelles pour l'utilisation des flexibilités.

### **Ouverture des systèmes de mesure**

Nous nous opposons à la libéralisation partielle des systèmes de mesure en raison des risques concernant la fiabilité et la qualité des données pour les parties prenantes. Pour le consommateur la régulation actuelle et prévue nous semble davantage garante de conditions appropriées que la « captivité contractuelle » non transparente auprès d'un prestataire de mesure tiers. Les changements législatifs sont beaucoup trop fréquents (imputabilité et mutualisation des coûts de comptage dès 2018 ; obligation de déployer les smart meters à l'horizon 2027 ; proposition de libéralisation partielle à l'horizon 2023). 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) et se trouve en très forte évolution technologique. La libéralisation partielle du système de mesure serait disproportionnée, car elle tente de 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 de 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.

### **Sensibilisation aux économies d'électricité**

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. Les efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique contribuent à maîtriser les coûts de réseau. Les résultats sont tangibles, comme le démontrent les retours d'expérience de différents programmes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

### **Contrôle suisse de Swissgrid**

Selon le droit en vigueur, Swissgrid est une société anonyme privée qui doit veiller à ce que son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes (art. 18, al. 3 LAPeI). Afin d'assurer ce contrôle suisse, l'alinéa 4 prévoit en plus un droit de préemption pour les cantons, les communes et les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse. Lors des transferts d'actions de ces dernières années, ce droit de préemption prescrit par la loi n'a pas été respecté; on a plutôt appliqué une disposition statutaire qui va au-delà du texte de loi et qui accorde aux actionnaires existants une sorte de droit de pré-préemption. A cet égard, il est incompréhensible que le Conseil fédéral ait accepté cette disposition statutaire (voir art. 19 al. 1 LAPeI) et qu'il ait aussi toléré tacitement cette violation de la loi.

La modification qui est proposée clarifie certes les conditions-cadres formelles du droit de préemption, mais elle conduit aussi à une discrimination des communes, qui ne peut être justifiée ni objectivement, ni sur le plan de la procédure. C'est pourquoi nous demandons que les cantons et les communes soient traités sur pied d'égalité dans l'ordre de priorité du droit de préemption nouvellement défini.

Pour finir, nous regrettons que le volet « technique » de cette révision de la LAPeI ne renforce pas de façon claire les acteurs économiques responsables d'une infrastructure essentielle. Le système électrique est vulnérable et risquerait de se trouver fragilisé par la multitude de retouches proposées du cadre légal. Une forte augmentation de la complexité et des coûts, sans parler de l'inconfort des citoyens face aux futures et innombrables campagnes commerciales, se feraient au détriment du porte-monnaie des clients finaux, des objectifs de la SE2050 et de la politique climatique suisse.

Nous vous remercions de la prise en compte de notre prise de position et de nos demandes et vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, l'assurance de notre considération distinguée.

#### **AU NOM DU CONSEIL MUNICIPAL**

Le Président :

  
**M. WINISTOERFER**

Le Chancelier :

  
**C. VAQUIN**

#### **Copie :**

- Service de l'Electricité
- DETEC, Office fédéral de l'énergie, Section régulation du marché, 3003 Berne

**Eingeschrieben**



Bundesamt für Energie  
3003 Bern

Betrifft: Eingabe zur Vernehmlassung Revision Stromversorgungsgesetz 2008

Sehr geehrte Damen und Herren,

seit dem Sommer 2010 streiten der Unterzeichnete und einige seiner Nachbarn endlos über die Kostenüberwälzung an die Endverbraucher von Stromverteilanlagen, die sowohl unser Eigentum sind und sich auf unseren privaten Grundstücken befinden, aber nur von unserem „Netzbetreiber EWD“ benützt werden, welcher darauf ausschliesslich seinen eigenen Strom transportiert. Wir werden sogar für die Kosten von Verteilanlagen anderer privater Eigentümer auf ihren Grundstücken „gemeinsam“ verantwortlich gemacht, obwohl weder Eigentum noch Nutzung „gemeinsam“ sind.

Bei der Umlage der Kosten eines Transportunternehmens auf seine Kunden handelt es sich primär um einen rein betriebswirtschaftlichen Vorgang, dessen Regeln mindestens seit der Mitte des letzten Jahrhunderts weltweit bekannt und akzeptiert sind. Diese Regeln werden denn auch für den öffentlichen Bereich korrekt angewandt, aber im privaten Bereich aufs Gröbste verletzt.

Nach intensiven Kontakten mit der Gemeindeverwaltung Dietlikon und der EICOM haben wir herausgefunden, dass manche der Probleme auf Mängel im StromVG zurückzuführen sind. Es macht zum Beispiel keinen Sinn, Vorschriften zu machen, ohne genau zu definieren, auf welche Objekte diese anwendbar sind. Im der Beilage zu diesem Schreiben sind einige dieser Mängel beschrieben, und ich beantrage deren Berücksichtigung bei der Formulierung des neuen Stromversorgungsgesetzes.

Ich nehme auch an, dass vor der Abstimmung die betriebswirtschaftlichen Belange im revidierten Gesetz von einer kompetenten Stelle auf ihre betriebswirtschaftliche Stichhaltigkeit überprüft werden, zum Beispiel durch das BWI, das betriebswissenschaftliche Zentrum der ETH Zürich.

Ich hoffe, mit diesen Feststellungen einen Beitrag zu leisten zu einem revidierten Stromversorgungsgesetz, welches auf der Stufe der Netzbetreiber mit Endverbrauchern möglichst problemlos umgesetzt werden kann.

Mit vorzüglicher Hochachtung,

Heinz Frei  
Tödistrasse 13  
8305 Dietlikon

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "H. Frei".

Beilage: Bericht „Gravierende Mängel des Stromversorgungsgesetzes 2008“,  
datiert 22. Januar 2019

## Gravierende Mängel des Stromversorgungsgesetzes 2008

Das auf den 1. Januar 2008 in Kraft getretene Stromversorgungsgesetz/StromVG soll revidiert werden. In diesem Zusammenhang ist es notwendig, auf die gravierenden Mängel des heute noch gültigen Gesetzes hinzuweisen. Dies betrifft vor allem das Kapitel „Netznutzung“. Gravierend sind die Mängel, weil sie seit rund 10 Jahren zu falschen und fehlenden Geldflüssen geführt haben und weiterhin führen. Nachstehend sind die wichtigsten dieser Mängel aufgeführt.

### 1. Der mehrdeutige und irreführende Begriff „Netznutzung“

Von Goethe stammt der Spruch „Wo uns die Begriffe fehlen, stellt ein Wort sich helfend ein“. Was bedeutet im StromVG das Wort „Netznutzung“, was wird da genutzt und wer ist der Nutzer?

Die populäre Antwort des StromVG, wenn auch nicht explizit festgeschrieben, heisst offensichtlich, dass es sich um **Stromverteilnetze** handelt, und die **Nutzer** sind die **Strom-Endverbraucher**, denn sie bezahlen ja das „**Netznutzungsentgelt**“. Aber stimmt das?

Am **Betrieb** eines **Stromnetzes** sind die folgenden **Akteure** beteiligt:

- a. Die **Stromproduzenten**, welche den Strom an den Stromzählern ihrer Ausspeisepunkte in die Netze der Betreiber einspeisen. Diese Ausspeisepunkte sind gleichzeitig die Einspeisepunkte der Netzbetreiber.
- b. Die **Netzbetreiber**, welche den Strom von den Stromzählern an sämtlichen Einspeisepunkten eines bestimmten Netzes bis zu den Stromzählern an sämtlichen Ausspeisepunkten dieses

Netzes **transportieren**. Sie **benützen** dazu das Verteilnetz.

Gemäss StromVG sind diese Netzbetreiber gleichzeitig auch **Stromhändler**, welche den Produzenten an den Einspeisepunkten ihren Strom abkaufen und ihn an den Ausspeisepunkten an die Endverbraucher ihrer Netze weiterverkaufen. Sie sind damit die **Lieferanten** der Endverbraucher und **Eigentümer** des auf diesen Netzen **transportierten Stroms**, aber nicht unbedingt Eigentümer der Transportanlagen und der Grundstücke, auf welchen sich diese befinden.

Ausserdem amten sie als **Steuereinzüger**. Sie zogen im Auftrag der Eidgenössischen Steuerverwaltung von den Endverbrauchern die „KEV“ genannte Zwecksteuer des Bundes zur Förderung der neuen erneuerbaren Energien ein, und sie tun dies weiterhin mit der inzwischen in „Netzzuschlag“ umgetauften Zwecksteuer des Bundes gemäss Energiegesetz 2050.

Sofern die Netzbetreiber **öffentliche Unternehmen** sind, haben sie das Recht, von den Endverbrauchern mit Stromhandel und Stromtransport in Beziehung stehende, aber im StromVG nicht näher definierte „**Abgaben**“ einzuziehen.

- c. Die **Endverbraucher** des bis zu ihren Stromzählern transportierten Stroms, die **Kunden** der Netzbetreiber, bezahlen den Netzbetreibern den **Preis** für die bezogene **Menge** Strom, sowie mit dem „Netznutzungsentgelt“ gleichzeitig auch die **Kosten** des **Stromtransports** von

der Stromquelle bis zum Ort des Verbrauchs sowie, auch als **Teil** des „**Netznutzungs-entgelts**“, die erwähnten „**Steuern**“ und „**Abgaben**“.

d. Akteure sind auch die **öffentlichen** und **privaten Eigentümer** von **Stromverteilanlagen**, welche den Verteilnetzbetreibern diese Anlagen gegen **Entgelt** zur **Nutzung** zur Verfügung stellen, sofern die Netzbetreiber nicht selbst die Eigentümer der Verteilanlagen sind.

e. Weitere Akteure sind die öffentlichen und privaten **Eigentümer** von **Grundstücken**, die von den Netzbetreibern benötigt werden, um den Strom von der Stromquelle bis zum Ort des Verbrauchs, den Stromzählern der Endverbraucher, zu transportieren.

Wer mit dieser Beschreibung der „**Netznutzung**“ einverstanden ist, der wird erkennen, dass damit nicht nur die **Dienstleistung** „Stromtransport“ verrechnet wird, sondern dass unter diesem Titel auch **Steuern** eingezogen werden. Ausserdem wird klar, dass primär der **Netzbetreiber**, welcher den Strom **transportiert**, der „Netznutzer“ ist, und **nicht** der **Endverbraucher** als **Kunde**, welcher dem Lieferanten an seinem Ausspeisepunkt des Verteilnetzes den Strom **abkauft**. Das hat Konsequenzen finanzieller Art.

## 2. Die Mehrwertsteuer auf der „Zwecksteuer des Bundes“

Mit der Einreihung der „KEV“ und des „Netzzuschlags“ als Kostenelemente des Stromtransports wird aus einer **Steuer** eine **Dienstleistung** gemacht und deshalb mit der **Mehrwertsteuer** belegt, obwohl mit deren Bezahlung für den Endverbraucher keinerlei Mehrwert verbunden ist. Diese Steuer kommt nicht den Endverbrauchern zu gut, sondern den Eigentümern von Anlagen zur Produktion von neuen erneuerbaren Energien.

Ein Gutachten der **Rechts-Fakultät** der **Universität St. Gallen** aus dem Jahr 2011 belegt überzeugend, dass es sich bei der KEV tatsächlich um eine Zwecksteuer des Bundes handelt, und **nicht** um eine Dienstleistung des Netzbetreibers Swissgrid.

Der Einzug dieser Mehrwertsteuer via die Swissgrid ist deshalb ungerechtfertigt und bezieht sich auch auf eine zu kleine Strommenge. Da ihre Erhebung aber mit der Genehmigung des Gesetzes durch den Souverän von den Behörden als „Wille des Volkes“ deklariert wird, kann sie nur durch ein Urteil des Bundesgerichts korrigiert werden. Wer aber will schon mit dem Gang vor Bundesgericht das eigene Ersparte aufs Spiel setzen, um falschen Sprachgebrauch bei der Formulierung von Gesetzen zu korrigieren? Der Fall mit der Mehrwertsteuer auf den seinerzeitigen „Billag“-Gebühren der SRG war sehr ähnlich gelagert.

Im neuen StromVG ist das Netznutzungsentgelt zu entflechten. Der Stromtransport ist als separate Dienstleistung zu behandeln und als separate Kostenträgerrechnung zu verbuchen genauso wie dies für den Stromhandel verlangt wird. Die diesbezüglichen Kosten sind als „Stromtransportkosten“ zu bezeichnen und nicht mehr als „Netznutzungsentgelt“.

Der „Netzzuschlag“ ist separat zu belasten als das, was er ist, nämlich eine Bundessteuer auf der verbrauchten **Menge** Strom und **nicht** als Zuschlag auf die Transportkosten des Stroms. Die Mehrwertsteuer auf dieser Bundessteuer entfällt, wir bezahlen ja auch keine Mehrwertsteuer auf der direkten Bundessteuer. Die Steuer kann von den Endverbrauchern direkt eingezogen werden, der Verbrauch pro Ausspeisepunkt ist ja dem lokalen Netzbetreiber bekannt.

## 3. Die fehlende Definition der Endpunkte des Verteilnetzes.

Das StromVG schreibt zwar vor, dass die Endverbraucher das Netznutzungsentgelt pro Ausspeisepunkt entrichten müssen. Es sagt aber nicht, dass diese Ausspeisepunkte die Stromzähler der Endverbraucher sind. Somit kann jeder Netzbetreiber selbst definieren, welche Punkte in seinem Verteilnetz als Ausspeisepunkte zu betrachten sind. In der Gemeinde Dietlikon zum Beispiel sind dies die Grenzstellen zwischen dem öffentlichen und dem privaten Grundeigentum.

In der Kostenrechnung der Gemeinde für den Stromtransport wird dieser Entscheidung Rechnung getragen, indem die Kosten der Verteilanlagen auf Gemeindegrund über das **Netznutzungsentgelt** an die Endverbraucher weiterverrechnet werden, **nicht jedoch die Kosten** der Verteilanlagen auf **Privatgrund**. Diese Kosten werden **nicht** an die Endverbraucher weiterbelastet. Sie bleiben an den privaten Eigentümern der Anlagen hängen und figurieren auch nicht in den von der ElCom publizierten „Netznutzungskosten“.

Im Falle von Mietverhältnissen können sie allerdings vom Vermieter an seine Mieter und Strombezüger als Kosten ihres Stromtransports über seinen Privatgrund weiterverrechnet werden, sofern im Mietrecht nicht anders geregelt. Bei selbstbewohntem Eigentum besteht diese Möglichkeit nicht, was für die Betroffenen wesentlich höhere Stromtransportkosten bedeuten kann. Von gleichen Stromkosten für Alle kann demnach nicht die Rede sein.

Im Endeffekt benützt der Netzbetreiber die **privaten** Anlagen zum Transport seines Stroms **gratis**. Das ist eine grobe **Verletzung** der **Eigentumsrechte** der Eigentümer von privaten Verteilanlagen und unseres Landes unwürdig.

**Im neuen StromVG ist das Verteilnetz des Netzbetreibers mit Endkunden zu definieren als „alle Verteilanlagen zwischen sämtlichen Einspeisepunkten und sämtlichen Ausspeisepunkten des Stromnetzes, jeweils markiert durch einen Stromzähler.“**

#### **4. Die fehlende Definition von Gemeinschaftsanlagen/Gemeinschaftskosten.**

Im Prinzip sollten möglichst alle Kosten eines Unternehmens seinen individuellen Kunden auch individuell zugeordnet und verrechnet werden. Dies ist aber nicht immer möglich. Es gibt Anlagen eines Unternehmens, welche nur zwei oder mehr Kunden zugeordnet werden können. Diese Anlagen müssen als **Gemeinschaftsanlagen** betrachtet werden und können nur über **Schlüssel** an die Kunden weiterverrechnet werden. Das kann im Prinzip mehrstufig geschehen. Diese „Zuordnungs“-Regeln sind völlig **unabhängig** vom **Eigentum** der Anlagen.

Im Stromverteilsystem eines Netzbetreibers können nur der Stromzähler des Endverbrauchers und der anschliessende Leitungsstrang einem Endverbraucher individuell zugeordnet werden, also nur ein sehr kleiner Teil des Gesamtnetzes, im unteren Prozentbereich der Gesamtkosten oder noch weniger. Für einen individuellen Strombezüger können diese „Individualkosten“ jedoch ins Gewicht fallen.

Im heutigen StromVG **fehlt** diese **Definition** der **Gemeinschaftskosten**. Der Netzbetreiber Dietlikon nutzt dieses Fehlen aus, indem er nur alle Verteilanlagen im **Eigentum** der **Gemeinde** als Gemeinschaftsanlagen betrachtet und ihre Kosten via Netznutzungsentgelt auf alle Endverbraucher im Netz verteilt. Alle Anlagen in privatem Eigentum hingegen werden als Individualanlagen behandelt (sozusagen alles „Hauszuleitungen“), und ihre Kosten werden auf diejenigen privaten **Grundeigentümer** verteilt, welche diese Verteilanlagen auf ihren **Grundstücken** beherbergen. Sie lesen richtig, es sind die privaten Grundeigentümer, welche diese Kosten tragen, und nicht die von den Anlagen profitierenden Strombezüger,

denn die Kosten der privaten Verteilanlagen werden nicht an die Endverbraucher weitergeleitet. Eine völlig irre Regelung, die aber von der EICom nicht beanstandet wird.

Im neuen StromVG sind alle Stromverteilanlagen, die zwei oder mehr Endverbrauchern zuordenbar sind, als Gemeinschaftsanlagen zu definieren, welche an alle Endverbraucher des Netzes zu verteilen sind, unabhängig davon, wem diese Anlagen gehören. Und das neue StromVG soll klar festhalten, dass die Transportkosten, welche einem Endverbraucher individuell zuordenbar sind, aus wirtschaftlichen Gründen, aber entgegen den Regeln der Betriebswirtschaft auch als Gemeinschaftskosten auf alle Endverbraucher verteilt werden sollen, sofern dies tatsächlich die Meinung des Gesetzgebers ist.

## 5. Die fehlende Erwähnung der Verteilanlagen im Privateigentum.

Das heutige StromVG erwähnt kein privates Eigentum von Stromverteilanlagen, auch das Elektrizitätsgesetz nicht. In der **Realität** gibt es aber diese Anlagen, zumindest in der Gemeinde Dietlikon. Weil sie aber in StromVG fehlen, erachtet es die Gemeinde nicht für nötig, diese Tatsache in ihrer eigenen Verordnung zu erwähnen. Ein Kapitel „Stromtransport“ fehlt ohnehin fast vollständig. Die Stimmbürgerinnen und Stimmbürger haben also keine Ahnung davon, dass sie mit ihrer Stromrechnung nur den Stromtransport über die Anlagen in Gemeindebesitz bezahlen, und dass der Stromtransport über Privatgrund für sie als Endverbraucher gratis ist. Wüssten sie es, dann würden sie beginnen, Fragen zu stellen.

Im alten Reglement von 1993 der Gemeinde Dietlikon stand noch der Satz, dass die durch private Grundeigentümer finanzierten Anlagen nach der Erstellung ins Eigentum der Gemeinde übergangen. Das hat sich als Falschaussage herausgestellt, deshalb wird in der neuen Verordnung das private Eigentum gar nicht mehr erwähnt. Wir wissen aber vom bereits Gesagten, dass das Eigentum dann doch als Kriterium für unterschiedliche Kostenzuteilung verwendet wird.

Es ist natürlich nicht das private **Eigentum** an den Verteilanlagen, welches nach der Erstellung durch den privaten Eigentümer an die **Gemeinde** übergeht, sondern die **Nutzung** der privaten Anlagen geht an den **Netzbetreiber** über, und zwar entschädigungslos.

Das neue StromVG muss klar sagen, ob privates Eigentum im Stromnetz eines Betreibers mit Endverbrauchern überhaupt zugelassen ist, und wenn ja, dass die Verrechnung der Stromtransportkosten an die Endverbraucher sowohl für die öffentlichen wie für die privaten Eigentümer nach denselben Regeln erfolgen muss. Auch die Transportkosten der **privaten Anlagen** gehören in die Transport-Kostenträgerrechnung des Netzbetreibers.

## 6. Veraltetes Durchleitungsrecht führt zu Enteignungen

In der Verordnung zur Elektrizitätsversorgung der Gemeinde Dietlikon stehen unter „Art. 3.4 Zuleitungs- und Durchleitungsrecht“ die folgenden Sätze (Auszug): „Die Grundeigentümer räumen dem Verteilnetzbetreiber resp. dem Grundeigentümer einer Drittliegenschaft... das unentgeltliche Recht zur Durchleitung von Energie- und Datenleitungen... zu Gunsten von **Drittgrundstücken** ein. Der Verteilnetzbetreiber bzw der Grundeigentümer einer Drittliegenschaft hält den Grundeigentümer für daraus resultierende Kosten schadlos.“

Diese Vorschrift steht in einer Verordnung des **Elektrizitätswerks** Dietlikon, welches Stromverteilanlagen erstellt und unterhält, betrifft aber den **Stromtransport**, welcher eine Dienstleistung des **Netzbetreibers** der Gemeinde ist, und nicht des **Elektrizitätswerks**.

Der Stromtransport ist im Übrigen in der Verordnung **nicht** geregelt, was an sich schon ein **Verstoss** gegen das **geltende Recht** ist. Deshalb steht auch nirgends, dass es nicht das **Elektrizitätswerk** ist, welches Grundstücke zum Stromtransport benützt, die nicht dem Netzbetreiber gehören, sondern eben der **Netzbetreiber** selbst. Diese Verwechslung von Elektrizitätswerk und Netzbetreiber ist auch in der zurzeit laufenden **öffentlichen Debatte** über die „**Konzessions-Abgabe**“ der Gemeinde für die Benützung des öffentlichen Bodens durch ihren eigenen Netzbetreiber zu beobachten.

Auch die Strom-**Endverbraucher** sind **nicht** diejenigen, welche vom **Durchleitungsrecht Gebrauch** machen. Dies wird jedoch durch das heutige StromVG insinuiert, indem die Endverbraucher als „Benützer/Nutzer“ dieser „Leitungen“ bezeichnet werden. Sie sind es aber ebenso wenig wie die **Eigentümer** der Anlagen.

Dieses **Fehlen** der Erwähnung des Netzbetreibers als zur Durchleitung berechtigtem **Akteur** spiegelt sich dann in den diesbezüglichen **Grundbuch-Eintragungen**. Dort sind auf den betroffenen Parzellen reihenweise Nachbargrundstücke/„Drittliegenschaften“ aufgeführt, deren Eigentümer als potenzielle „Nutzer“ betrachtet werden, obwohl sie dafür überhaupt nicht in Frage kommen, weil auf den „Durchleitungen“ **nicht ihr eigener** Strom transportiert wird, sondern der **Strom des Netzbetreibers**. Und genau dieser Akteur fehlt auf der Liste der „Durchleitungsberechtigten“!

Dies wiederum führt zu einem **fehlenden Geldfluss**. Die Gemeinde Dietlikon betrachtet nämlich die aufgrund des Durchleitungsrechts auf einem Grundstück entstehenden Kosten der Durchleitung, also die Kosten des Grundstücks und jene der Anlagen (es sind nicht nur „Leitungen“) als demjenigen **unmittelbaren Nachbarn** zuordenbar, welcher „Empfänger“ des Stroms auf seinem Grundstück ist. Wieso es der **Grundeigentümer** und nicht der Strom-Endverbraucher sowie nur der **unmittelbare** Nachbar sein soll, und ob auch der unmittelbare Nachbar auf der **anderen Seite** der Durchleitung betroffen ist, wenn der Strom im zukünftigen Stromnetz in die Gegenrichtung fliesst, lässt die Gemeinde offen.

Sie ist aber als Inhaberin des Netzbetreibers nur bereit, dem Eigentümer der „Transitleitung/Durchleitung“ die Kosten zu vergüten, wenn sich der Eigentümer des „**Empfänger-Grundstücks**“ **privatrechtlich** verpflichtet, sowohl die Kosten des Bodens wie diejenigen der Verteilanlagen auf dem „Durchleitungs-Nachbargrundstück“ zu übernehmen. Da kein Nachbar dazu bereit ist, geht der **Eigentümer** der „Transitleitung“ leer aus. Er trägt zwar die Kosten, **wird aber um das Entgelt betrogen**. Und in der Kostenträgerrechnung für den Stromtransport des Netzbetreibers **fehlt** das diesbezügliche **Kostenelement**. Die der ElCom mitgeteilten „Netznutzungsentgelte“ sind deshalb systematisch zu tief.

Alle diese Mauseheleien mit dem Durchleitungsrecht sind unseres Landes unwürdig.

Im neuen StromVG muss der Netzbetreiber eindeutig als Transporteur seines eigenen Stroms im gesamten Verteilnetz gemäss Definition und damit als Netznutzer bezeichnet werden. Alle Eigentümer von Verteilnetzanlagen, öffentliche wie private, müssen gleich behandelt werden. Das Durchleitungsrecht muss den Regeln des neuen StromVG angepasst werden. Der Netzbetreiber muss verpflichtet werden, für den Stromtransport eine separate Kostenträgerrechnung zu führen, genauso wie für den Stromhandel. Steuern und andere, nicht auf den Stromtransport bezogene „Abgaben“ dürfen darin nicht mehr enthalten sein.

Diese Aufzählung von Mängeln im heutigen StromVG wird nicht als abschliessend betrachtet.



**Comune di Breggia**

CH • 6835 Morbio Superiore

Confederazione Svizzera  
Repubblica e Cantone Ticino

Ris.mun. 2973/2019  
Incarico: revisione LAEI

Breggia, 6 febbraio 2019

Lodevole  
Ufficio federale dell'energia (UFE)  
Sezione "regolazione del mercato"  
3003 Berna

Inviato per e-mail a: [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)

## **Presenza di posizione sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)**

Gentili signore, egregi signori,

qui di seguito il Comune di Breggia si permette sottoporvi le nostre riflessioni, considerazioni e proposte in merito ai cinque principali capitoli toccati dalla revisione della LAEI: apertura del mercato, Metering e Data Hub, riserva di stoccaggio, Sunshine e flessibilità.

La nostra presa di posizione riprende integralmente quella di ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera italiana), nella quale ci identifichiamo.

### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

ESI 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).

#### **Municipio**

T: +41 91 695 20 20  
F: +41 91 695 20 29  
[info@comunebreggia.ch](mailto:info@comunebreggia.ch)  
[www.comunebreggia.ch](http://www.comunebreggia.ch)

#### **Apertura uffici**

lunedì-venerdì 08.00-12.00  
mercoledì 16.00-18.00

#### **Ufficio Tecnico**

**Sede Caneggio**  
T: +41 91 695 20 25  
F: +41 91 684 11 25  
[info@comunebreggia.ch](mailto:info@comunebreggia.ch)  
[www.comunebreggia.ch](http://www.comunebreggia.ch)

#### **Apertura ufficio**

lunedì 08.00-11.30  
martedì 08.00-11.30  
mercoledì 16.00-18.00  
giovedì 08.00-11.30

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.

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);
- 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 ECom e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. ECom, 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.

#### ECom

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.

Condividiamo 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 EICom 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 riesce a procurarsi l'energia necessaria né sui mercati né attraverso l'energia di regolazione sul mercato preleva l'energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell'art. 20 LAEI. 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 ESI 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 EICOM. 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.

Ringraziando per l'attenzione che vorrete accordarci, ci è gradita l'occasione per distintamente salutare.

Il Sindaco:  
(S. Gaffuri)

PER IL MUNICIPIO



Il Segretario:  
(M. Mombelli)



Funz. incaricato: Segretario comunale  
Tel: 091 966 93 94  
Fax: 091 967 12 03  
E-mail: [segretario@cadempino.ch](mailto:segretario@cadempino.ch)

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

Invio per email a: [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)

Cadempino, 15 gennaio 2019  
Ris. mun. 15/14.1.2019

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

Egregi signori,

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

La nostra presa di posizione riprende integralmente quella di ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera italiana), alla stesura della quale abbiamo collaborato e nella quale ci identifichiamo.

### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

ESI 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.

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);
- 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 ECom e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. ECom, 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. Condividiamo 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~~ e 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 riesce a procurarsi l'energia necessaria né sui mercati né attraverso l'energia di regolazione sul mercato preleva l'energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell'art. 20 LAEI. 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 ESI 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 richieste di ESI 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.

PER IL MUNICIPIO

Il Sindaco:

M. Lehner

Il Segretario:

R. Sorci





# COMUNE DI ORIGLIO

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

Invio per e-mail:  
stromvg@bfe.admin.ch

Origgio, 16 gennaio 2019

## **Revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)**

Egregi Signori,

richiamata la procedura di consultazione riguardante la revisione della legge a margine, vi comunichiamo che il Municipio di Origgio condivide e sostiene la presa di posizione delle Aziende Industriali di Lugano (AIL) del 9 gennaio 2019, di cui alleghiamo copia, con la quale vengono formulate le riflessioni, considerazioni e proposte in merito ai cinque principali capitoli toccati dalla revisione della LAEI.

L'Esecutivo comunale invita a prendere in seria considerazione le osservazioni e richieste formulate da ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera italiana) e riprese integralmente da AIL SA.

Con la massima stima.

Per il Municipio  
Il Sindaco  
**A. Cedraschi**

Il Segretario  
**B. Lorenzi**



**Annessa:**

presa di posizione AIL SA del 09.01.2019

**Risol. No. 6 / 15.01.19**

N. rif.: Dr. Ing. M. Bigatto/tm  
Tel. +41 (0)58 470 77 61  
Fax +41 (0)58 470 78 30

Ufficio federale dell'energia (UFE)  
Sezione "Regolazione del mercato"  
3003 Berna  
Invio per e-mail a: stromvg@bfe.admin.ch

Muzzano, 9 gennaio 2019

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

Gentili signore, egregi signori,

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

La nostra presa di posizione riprende integralmente quella di ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera italiana), alla stesura della quale abbiamo collaborato e nella quale ci identifichiamo.

### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

ESI 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.

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);
- 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 EICOM e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. EICOM, 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. Condividiamo 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 riesce a procurarsi l’energia necessaria né sui mercati né attraverso l’energia di regolazione sul mercato 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 ESI 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 richieste di ESI 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:

Il Capodivisione Operativa:

Andrea Prati

Dr. Ing. ETH Marco Bigatto  
Direttore Generale



# COMUNE DI BIOGGIO

Eingegangen

18. Jan. 2019

BFE / OFEN / UFE

Servizio:  
Incaricato:  
e-mail:

Cancelleria comunale  
SR  
cancelleria@bioggio.ch

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



6934 Bioggio, 15 gennaio 2019

## **Presenza di posizione relativa alla revisione Legge federale sull'Approvvigionamento Elettrico (LAEI)**

Gentili signore,  
Egregi signori,

con riferimento alla revisione della Legge federale sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) vi comuniciamo che il nostro Esecutivo comunale abbraccia la presa di posizione esposta dall'azienda locale per l'approvvigionamento elettrico AIL SA e qui di seguito vi riportiamo quanto espresso.

### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

ESI 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.

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);
- 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.

Condividiamo 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



COMUNE DI BIOGGIO

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 riesce a procurarsi l'energia necessaria né sui mercati né attraverso l'energia di regolazione sul mercato preleva l'energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell'art. 20 LAEI. 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 ESI 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 capovero 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 EICOM. 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.



COMUNE DI BIOGGIO

## 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.

Come già ribadito nella presa di posizione di AIL SA anche il nostro Esecutivo comunale vi invita a voler prendere seriamente in considerazione le osservazioni e le richieste di ESI.

Ringraziamo per la vostra attenzione e porgiamo i nostri più cordiali saluti.

Il sindaco:  
  
Eolo Alberti

Per il Municipio

  
COMUNE DI BIOGGIO

Il segretario:  
  
Massimo Perlasca

Copia per conoscenza a:

- AIL SA



Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Abteilung	Technische Betriebe Waldkirch
Direktwahl	071 434 60 55
Email	christian.tresch@waldkirch.ch
9205 Waldkirch	21. 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, stehen die Technischen Betriebe Waldkirch 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 Betriebe Waldkirch 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  
Technische Betriebe Waldkirch

Christian Tresch  
Leiter Technische Betriebe

Rolf Weidmann  
Tödistrasse 11  
8305 Dietlikon

18.01.2019



Bundesamt für Energie  
3003 Bern

## Stellungnahme zur Revision des StromVG

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehme ich die Gelegenheit wahr, mich anlässlich der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes zu äussern.

Das auf Bundesebene im Jahr 2007 eingeführte Stromversorgungsgesetz sollte schweizweit eine Vereinheitlichung und Sicherstellung der Stromversorgung garantieren und u.a. die Endverbraucher und Grundeigentümer vor der monopolistischen CH-Stromwirtschaft zu schützen. Zu diesem Zweck wurde auch die unabhängige Regulierungsbehörde Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) geschaffen um die monopolistisch agierenden Akteure im Elektrizitätsbereich zu überwachen.

Nach rund 10 Jahren Anwendung des neuen StromVG kann man feststellen, dass insbesondere in der Beziehung zwischen den Verteilnetzbetreibern (VNB) in Netzebene 7 und den Grundeigentümern mit der Hausanschlussleitung das StromVG aus dem Jahr 2007 kaum umgesetzt ist, da die zahlreichen Verteilnetzbetreiber in der Schweiz ihr eigenen Regeln in Bezug auf die Finanzierung von Neuerstellung und Ersatz einer Hausanschlussleitung mit deren Betrieb aufstellen. Häufig wurden die bestehenden Reglemente oder Verordnungen lediglich dahingehend angepasst, indem sie auf das StromVG hinweisen aber die Umsetzung erfolgte jedoch nach den alten, bisherigen eigenen Bestimmungen.

Der Grund für die «grosszügigen Auslegung» des StromVG durch die VNB sind wirtschaftlichen Überlegungen, indem sie die Kosten der Hausanschlussleitung, sei es bei Neuerstellung, Betrieb/Unterhalt und Reparatur/Ersatz, den Grundeigentümer überwälzen. Mit diesem Vorgehen wird die Erfolgs- und Investitionsrechnung der VNB zu Lasten der Grundeigentü-

mer entlastet, die zudem ihren Boden und Hausanschlussleitung insbesondere den Monopol-VNB-Betreibern gratis per Reglement/Verordnung zur Verfügung stellen müssen. Mit dem Vorgehen der VNB wird die ECom in Bezug auf die effektiven Gesamtkosten eines Stromnetzes getäuscht, da beachtliche Kosten den Grundeigentümern übertragen werden, die in der Rechnung der VNB nicht erscheinen. Die Aufsicht ist daher kaum in der Lage den Netznutzungstarif zu überprüfen, geschweige denn Verteilnetze anhand des Netznutzungstarifs zu vergleichen, da die effektiven Gesamtkosten durch die VNB nicht ausgewiesen werden. Sämtliche bis dahin durch die ECom abgenommenen und publizierten Netztarife entsprechen daher in den meisten Fällen nicht, und das schweizweit, den effektiven Kosten der Verteilnetze.

Zur Verdeutlichung der Problematik kann der Verteilnetzbetreiber in 8305 Dietlikon (EW Dietlikon) herangezogen werden, der wie viele andere VNB eigene Regeln anwendet, welche seiner Ansicht zufolge 100% mit dem StromVG vereinbar sei. Die neue Verordnung wurde in Dietlikon 2017 in Kraft gesetzt und bis zu diesem Zeitpunkt war das Reglement aus dem Jahr 1993 massgebend, das gemäss den Verantwortlichen den Bestimmungen des im Jahr 2007 eingeführten StromVG bestens nachkam!

In der neuen Elektrizitäts-Verordnung von Dietlikon ist festgehalten, dass der Grundeigentümer der Bau einer Hausanschlussleitung ab Stromverteilkabine zu einer Liegenschaft (MFH/EFH etc.) vollumfänglich inkl. der Stromleitung zu finanzieren hat. Nach Abnahme der Anlage geht das verlegte Stromkabel im öffentlichen und privaten Grund kostenlos in das Eigentum des Verteilnetzbetreibers über und gehört nun zum Stromversorgungsnetz auf Stromnetzebene 7.

Später anfallende Kosten von Reparatur und Ersatz der Hausanschlussleitung des Verteilnetzbetreibers inklusive aller damit notwendigen Leistungen u.a. Bauarbeiten wird abermals dem Grundeigentümer belastet, obschon die von ihm erstfinanzierte Stromleitung per Verordnung durch den öffentlichen Verteilnetzbetreiber formell enteignet wurde. Mit diesem «listeigen System» wird der Teil des Verteilnetzes bis zur Liegenschaft doppelt finanziert, einerseits mittels des Netznutzungsentgelts aller Strombezüger und andererseits durch den Grundeigentümer, der sämtliche Kosten der enteigneten Hauszuleitung weiterhin zu tragen hat.

Nach herrschender Meinung hat der Verteilnetzbetreiber für alle Kosten des Verteilnetzes aufzukommen, zumal sein Netz bis zur versorgter Liegenschaft reicht und er mittels der Einnahmen aus dem Netznutzungsentgelt, das alle Stromendverbraucher für die bezogene Energie leisten, das gesamte Verteilnetz zu finanzieren hat. Das StromVG hält in Art. 14 Abs 3 lit b diesbezüglich fest, dass die Kosten des Netzbetreibers unabhängig der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt der Endverbraucher zu tragen hat. Als Ausspeisepunkt wird die Messstelle bezeichnet welcher der Punkt ist, an welchem der Strom zur Nutzung an den

Endverbraucher übergeht. In der Praxis ist das der Stromzähler, der im Hausanschlusskasten oder Technikraum einer Liegenschaft installiert ist.

Mit den eigens praktizierenden Bestimmungen vieler VNB werden die Netzkosten der Hausanschlussleitung, die eindeutig ein integraler Bestandteil des Verteilernetzes ist, auf die Grundeigentümer überwältzt, was einer Art Subvention des Verteilernetzbetreibers gleich kommt und somit die wahren Kosten eines Stromversorgungsnetzes verschleiern. Ebenfalls wird die nach StromVG Art. 11 geforderte Kostenrechnung erheblich verfälscht und entspricht daher nie der Kostenwahrheit. Das EICom als Aufsichtsbehörde ist somit nicht in der Lage zu beurteilen, ob ein VNB nach wirtschaftlichen Grundsätzen geführt ist. Zudem kann sie ihre Aufsichtspflicht in Bezug auf die Finanzierung nur sehr eingeschränkt wahrnehmen und ist somit zu einem «zahnlosen Tiger» verdammt.

Im Weiteren ist festzuhalten, dass der Gesetzgeber nie den Grundeigentümer für die Finanzierung von Teilen des Stromverteilernetzes wie der Hauszuleitung vorgesehen hat. Es ist deshalb absurd die sogenannte «letzte Meile» des Verteilernetzes nach anderen Prinzipien zu finanzieren.

Damit solche «Kostenabwälzungsspielereien» der VNB zukünftig ausgeschlossen werden können, ist bei der Revision des StromVG genau zu präzisieren, dass sämtliche Kosten eines Verteilernetzes wie: Ersterstellung der Anlage inkl. Bau der Stromleitung sowie Betrieb /Unterhalt und Ersatz der Anlagen bis zum Ausspeisepunkt (Stromzähler in unmittelbarer Nähe der Liegenschaft) der Verteilernetzbetreiber zu tragen hat.

Individuelle Kosten der Grundeigentümer dürfen sich lediglich auf die bauliche Tätigkeiten der Ersterstellung im privaten Grundstück beschränken, auf der sich die Liegenschaft befindet und dies nur für den Teil des Verteilernetzes, welcher direkt an den Ausspeisepunkt der Liegenschaft reicht. Mit der Präzisierung um diesen Punkt der Kostentragung im StromVG wird schweizweit eine einheitliche Regel festgelegt. Das Kostenwälzprinzip von Netzebene 1 bis 7 ist damit lückenlos eingehalten. Das ermöglicht - wie vom Gesetzgeber gefordert - die Kosten auf die Endverbraucher zu überwälzen. Zudem ist die Grundlage für eine einheitliche, korrekte Betriebskostenrechnung geschaffen, die es der EICom zumindest ermöglicht die Netze der VNB im Rahmen eines Benchmarking zu vergleichen.

Die Präzisierung bezüglich der Kostentragung ist deshalb im StromVG, Art. 14 Netznutzungsentgelt notwendig, da die Verteilernetzbetreiber ein faktisches Monopol innehaben und dadurch konkurrenzlos ihr Geschäft betreiben können. Folgende Anpassungen sind deshalb angezeigt:

## Bisher StromVG Art. 14

### Schrift rot = Neuerungen gemäss Stellungnahme

#### Art. 14 Netznutzungsentgelt

<sup>1</sup> Das Entgelt für die Netznutzung darf die anrechenbaren Kosten sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen nicht übersteigen.

<sup>2</sup> Das Netznutzungsentgelt ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten.

<sup>3</sup> Für die Festlegung der Netznutzungstarife gilt:

- a. Sie müssen einfache Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln.
- b. Sie müssen unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt sein.
- c.1 Sie müssen sich am Bezugsprofil orientieren und im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein.
- d.2 ...
- e. Sie müssen den Zielen einer effizienten Netzinfrastuktur und Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen.
- f. Sie müssen alle Kosten der Erstellung beinhalten, die baulichen Massnahmen, den Unterhalt mit Ersatz der Netzinfrastuktur

<sup>3bis</sup> Kosten, die die Netzbetreiber individuell in Rechnung stellen, dürfen bei der Festlegung des Netznutzungsentgelts nicht berücksichtigt werden.<sup>4</sup>

<sup>3.1</sup> Individuelle Kosten beschränken sich auf bauliche Massnahmen bei Ersterstellung im Privatgrundstück.

<sup>4</sup> Die Kantone treffen die geeigneten Massnahmen zur Angleichung unverhältnismässiger Unterschiede der Netznutzungstarife in ihrem Gebiet. Falls diese Massnahmen nicht ausreichen, trifft der Bundesrat andere geeignete Massnahmen. Er kann insbesondere einen Ausgleichsfonds mit obligatorischer Beteiligung aller Netzbetreiber anordnen. Die Effizienz des Netzbetriebs muss gewahrt bleiben. Bei Zusammenschlüssen von Netzbetreibern besteht eine Übergangsfrist von fünf Jahren ab dem Zusammenschluss.

<sup>5</sup> Die im Zusammenhang mit geltenden Wasserrechtsverleihungen (Konzessionsverträge) vereinbarten Leistungen, insbesondere die Energielieferungen, werden durch die Bestimmungen über das Netznutzungsentgelt nicht berührt.

<sup>1</sup> Fassung gemäss Anhang Ziff. II 9 des Energiegesetzes vom 30. Sept. 2016, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 6839; BBl 2013 7561).

<sup>2</sup> Aufgehoben durch Ziff. I des BG vom 12. Dez. 2014, mit Wirkung seit 1. Juni 2015 (AS 2015 1309; BBl 2014 3967 3977).

<sup>3</sup> Fassung gemäss Anhang Ziff. II 9 des Energiegesetzes vom 30. Sept. 2016, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 6839; BBl 2013 7561).

<sup>4</sup> Eingefügt durch Ziff. I des BG vom 12. Dez. 2014, in Kraft seit 1. Juni 2015 (AS 2015 1309; BBl 2014 3967 3977).

## Vorentwurf StromVG Art. 14:

### Schrift rot = Neuerungen gemäss Stellungnahme

Art. 14 Sachüberschrift sowie Abs. 3 Einleitungssatz, 3bis und 3ter  
Netznutzungsentgelt und Netznutzungstarife

3 Das Netznutzungsentgelt wird auf der Basis der Netznutzungstarife erhoben. Diese sind für ein Jahr fest und von den Netzbetreibern gemäss den folgenden Grundsätzen festzulegen:

a-e (analog des bisherigen StromVG)

f. Sie müssen alle Kosten der Erstellung beinhalten, die baulichen Massnahmen, den Unterhalt mit Ersatz der Netzinfrastruktur

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

a. Für Endverbraucher ohne Leistungsmessung weist der Netznutzungstarif eine einheitliche, nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent auf.

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

3ter Kosten, die die Netzbetreiber individuell in Rechnung stellen, dürfen bei der Festlegung der Netznutzungstarife nicht berücksichtigt werden.

**3.1 Individuelle Kosten beschränken sich auf bauliche Massnahmen bei Erstellung im Privatgrundstück.**

Ich bedanke mich für die wohlwollende Prüfung und Berücksichtigung meiner Forderungen. Ich möchte nicht unerwähnt lassen, dass ich weder einer politischen Partei noch einem Interessensverband zugehörig bin, sondern mich als Stimmbürger für transparente und gerechte Lösungen einbringe.

Rolf Weidmann





Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Pieterlen, 21.01.2019

## **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, steht Energieversorgung Pieterlen 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 Energieversorgung Pieterlen 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



# COMUNE DI COLDRERIO

Confederazione Svizzera - Cantone Ticino  
Via P.F. Mola 17 - Tel. 091 646 15 84 - Fax 091 646 81 03  
e-mail: [cancelleria@coldrerio.ch](mailto:cancelleria@coldrerio.ch) [www.coldrerio.ch](http://www.coldrerio.ch)

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

*Invio per e-mail a: [stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)*

Coldrerio, 23 gennaio 2019  
AL.009 - 2019 - Ris. Mun. 4983 del 21.01.2019

## **Presa di posizione del Municipio di Coldrerio sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)**

Gentili signore, egregi signori,

qui di seguito vi sottoponiamo le nostre riflessioni, considerazioni e proposte in merito ai cinque principali capitoli toccati dalla revisione della LAEI: 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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

Siamo 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.

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);
- 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 presenta-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 (per certe nazioni nettamente meno severe che in Svizzera);
- 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.

Condividiamo 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 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 riesce a procurarsi l’energia necessaria né sui mercati né attraverso l’energia di regolazione sul mercato 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.

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 LAEl 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.

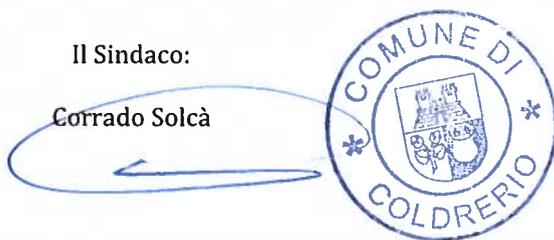
Per tutti questi motivi riteniamo che le nostre osservazioni e richieste debbano essere prese in seria considerazione.

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

### PER IL MUNICIPIO DI COLDRERIO

Il Sindaco:

Corrado Solcà



Il Segretario:

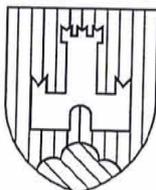
Andrea Luisoni

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Luisoni', is written over the printed name of the secretary.

## Comune di Castel San Pietro

Tel. +41 (0)91 646 15 62  
Fax .+41 (0)91 646 89 24  
info@castelsanpietro.ch

Comune di Castel San Pietro  
CH- 6874



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

3003 Berna

Invio per e-mail a: stromvg@bfe.admin.ch

### **Presenza di posizione del Municipio del Comune di Castel San Pietro sulla revisione della Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)** 23.01.2019

Gentili signore, Egregi signori,

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

La nostra presa di posizione riprende integralmente quella di All SA, nostra azienda elettrica di riferimento, che ha approfondito la tematica nell'ambito dei gruppi specialistici coordinati da ESI (Associazione mantello delle aziende elettriche di distribuzione e produzione della Svizzera italiana).

#### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

Il Municipio di Castel San Pietro 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.

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);
- 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 EICOM e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. EICOM, 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. Condividiamo 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 e 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 EICOM 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 EICOM autorizza il prelievo della riserva. Qualora la società di rete non riesce a procurarsi l'energia necessaria né sui mercati né attraverso l'energia di regolazione sul mercato preleva l'energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell'art. 20 LAEI. 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 MUNICIPIO DI CASTEL SAN PIETRO 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.

**Comune di Castel San Pietro**

Tel. +41 (0)91 646 15 62  
Fax +41 (0)91 646 89 24  
info@castelsanpietro.ch

Comune di Castel San Pietro  
CH- 6874

Per tutti questi motivi riteniamo che le osservazioni e le richieste qui sopra elencate e riprese dalla presa di posizione di ESI 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.



Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern



Brügg, 21. 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 Elektrizitätsversorgung Brügg 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 Elektrizitätsversorgung Brügg 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



Daniel Mathys  
Leiter Elektrizitätsversorgung Brügg

Eingangsdatum

24. Jan. 2019

BFE / OFEN / UFE

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Marbach, 21.01.2019

## **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, steht die Elektrizitätsversorgung Marbach 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 Gesamtkonomie der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert werden.

Die Elektrizitätsversorgung Marbach 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

Wyss Josef  
Betriebsleiter EV Marbach  
c/o Ingenieurteam AG  
Industriestrasse 12  
9445 Rebstein



Chiasso, 23 gennaio 2019

Ris. mun. 108 / 22 gennaio 2019

Municipio  
Piazza Col C. Bernasconi 1  
6830 Chiasso

Tel. +41 (58) 122 48 21  
Fax +41 (58) 122 48 49  
municipio@chiasso.ch

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

Invio elettronico a:

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

**Oggetto:** Presa di posizione del Municipio del Comune di Chiasso sulla revisione della Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)

Gentili signore, egregi signori,

Il Comune di Chiasso, in qualità di proprietario di un'importante 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 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 ci sia questa garanzia, sono indispensabili delle normative 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.

L'insieme delle modifiche proposte non considera affatto 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**

Il Municipio del Comune di Chiasso 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). Soprattutto i piccoli consumatori saranno chiamati 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 palesemente gli obiettivi della SE 2050.

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)
- 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.

### **Regolazione 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

### **EICom**

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.

Condividiamo 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~~ e 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 EICom 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 EICom autorizza il prelievo della riserva. Qualora la società di rete non riesce a procurarsi l’energia necessaria né sui mercati né attraverso l’energia di regolazione*



*sul mercato preleva l'energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell'art. 20 LAEI. 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 ESI 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 EICOM. 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:

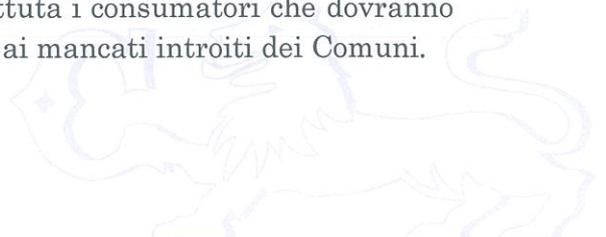
Da abrogare in quanto il Consiglio federale dispone già dei mezzi necessari per introdurre eventuali regolamentazioni aggiuntive.

### **Istanza riassuntiva**

Alla luce delle considerazioni esposte sopra e come già ribadito in più occasioni, chiediamo che dalla LAEl 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 è 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 del Municipio del Comune di Chiasso debbano essere prese in seria considerazione, e le richieste, accolte.

Certi della vostra comprensione e già sin d'ora grati per la collaborazione, teniamo a porgere, gentili signore ed egregi signori, i sensi della nostra distinta stima.

PER IL MUNICIPIO,

il Sindaco:

Bruno Arrigoni

il Segretario:

Umberto Balzaretto

Copia p.c.: - spett. Ufficio tecnico comunale, Chiasso  
- spett. Ufficio contabile comunale, Chiasso



## MUNICIPIO DI MUZZANO



telefono +41 (0) 91 966 43 42  
fax +41 (0) 91 968 10 27  
e-mail cancelleria@muzzano.ch  
Web Site www.muzzano.ch

Ris. Municipale 3349/21.01.2019

Municipio  
6933 Muzzano

Funzionario Daniele Mazzali  
e-mail Segretario@muzzano.ch  
Data 23.01.2019

Ufficio federale dell'energia (UFE)  
Sezione "Regolazione del mercato"  
3003 Berna  
Invio per e-mail a:  
stromvg@bfe.admin.ch

### **Presenza di posizione sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico LAEI**

riferimento:

Gentili signore, egregi signori,

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

La nostra presa di posizione riprende integralmente quella di ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera italiana).

#### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

ESI 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.

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);
- 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 EICom e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. EICom, 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.

### EICom

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.

Condividiamo 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 EICom 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 EICom autorizza il prelievo della riserva. Qualora la società di rete non riesce a procurarsi l’energia necessaria né sui mercati né attraverso l’energia di regolazione sul mercato preleva l’energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell’art. 20 LAEI. 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 ESI 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 EICOM. 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 richieste di ESI 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.

Distinti saluti

Simona Soldini  
Sindaco

PER IL MUNICIPIO



Danele Mazzali  
Segretario



Tél. 032 751 24 29 Fax 032 751 60 89  
ccp 25 - 2716 - 1  
E-mail: [commune@nods.ch](mailto:commune@nods.ch)  
Internet: [www.nods.ch](http://www.nods.ch)

Département fédéral de l'environnement,  
des transports, de l'énergie et de la  
communication DETEC  
Office fédéral de l'énergie  
Section régulation du marché  
3003 Berne

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

Nods, le 25 janvier 2019

#### **Concerne : Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl), RS 734.7**

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

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est donnée de prendre position sur la révision de la LApEl. Notre commune est elle-même gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité (GRD) et notre prise de position est le reflet de notre engagement quotidien pour un approvisionnement sûr, économiquement efficient et respectueux de l'environnement de nos citoyens et nos clients industriels depuis de très nombreuses années.

Nous nous mobilisons en permanence pour accomplir notre mission aux conditions optimales dans un environnement très changeant et de plus en plus complexe et exigeant. Conscients du besoin d'évoluer, nous avons pris pour habitude de trouver des solutions pragmatiques, grâce notamment à une coopération dynamique entre nos communes. Par une « Charte » et une société anonyme d'approvisionnement et de commercialisation « SACEN SA », dix GRD du canton du Jura et du Jura Bernois coopèrent activement dans tous les domaines de notre métier pour offrir un service de qualité et de proximité à des conditions très compétitives.

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.

Nous nous opposons 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 servent plus généralement d'intermédiaires entre producteurs et consommateurs. Par conséquent, nous n'adhérons pas à la révision de la LApEI telle que proposée.

Nous nous étonnons 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 y regardant de près, ce projet ouvrirait de nombreux chantiers administratifs, augmenterait les coûts de manière substantielle 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, nous vous faisons part des observations suivantes :

#### **Position générale par rapport au projet de révision**

Notre commune soutient les deux objectifs principaux de la révision, à savoir une sécurité d'approvisionnement efficace et équitable du point de vue économique ainsi qu'une régulation efficace et transparente. Par contre nous ne comprenons pas le manque de cohérence de la proposition de révision de la LApEI par rapport à la SE2050. En effet, les diverses propositions de révision ne favorisent pas suffisamment les nouvelles productions renouvelables locales. Nous sommes en particulier persuadés qu'une ouverture totale du marché telle que proposée va très fortement décourager les investissements dans les énergies renouvelables et générer des coûts inutiles, sans pour autant amener des plus-values correspondantes pour les consommateurs finaux.

Avec la transition énergétique une augmentation substantielle du coût et de la complexité du système électrique est inévitable. Le cadre réglementaire doit essayer de limiter cette évolution en choisissant les mesures les plus efficaces. L'ouverture totale, à laquelle notre commune s'oppose, n'en fait pas partie.

Cette complexité favorisera l'émergence d'oligopoles de grands acteurs sur le marché suisse, dont les propriétaires sont partiellement publics, mais dont les stratégies ne sont aucunement au service du citoyen et du client industriel. En tant qu'infrastructure nationale stratégique, l'électricité ne doit pas être un gisement de bénéfices inadéquats. Le cadre réglementaire actuel répond à notre avis à cet équilibre. Sa révision pour forcer les acteurs du marché à diversifier leurs offres, encourager l'efficacité et les énergies renouvelables paraît bien plus importante.

#### **Conditions-cadres de l'ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base**

Nous sommes opposés à une ouverture complète du marché dans des conditions de marché actuelles et prévisibles, néfastes au climat et à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Ce projet de révision ne formule pas des conditions-cadres (market design) nécessaires et suffisantes pour que les acteurs économiques puissent mieux investir dans la réalisation de la stratégie énergétique (SE2050)

approuvée pour la Suisse, son économie et ses ménages. Nous ne pouvons pas adhérer aux affirmations citées dans ce projet.

Au sujet de la structure de la branche électrique, nous nous étonnons par ailleurs du fait que l'administration fédérale considère, à répétition, le nombre de GRDs suisses comme un problème plutôt qu'une partie décisive de la solution, car cette diversité de GRDs, très majoritairement multifluides, permet d'innover et il revient à ces acteurs de réaliser localement et concrètement, avec les consommateurs, la transition énergétique.

A certaines conditions, nous pouvons admettre que l'intégration dans un système européen est indispensable à une sécurité d'approvisionnement économiquement efficiente. Néanmoins, nous nous opposons à une ouverture totale du marché pour les motifs suivants :

- Une ouverture totale du marché semble requise pour l'accès au marché européen. Mais elle n'est pas une condition suffisante ; il faudra d'autres engagements politiques bien plus importants. Cet accès bénéficierait principalement aux grands groupes producteurs suisses, alors que les coûts de l'ouverture seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs. En tant que distributeurs multifluides communaux, nous ne voyons aucun intérêt pour les clients finaux, ménagers et industriels.
- Une intégration technique et commerciale dans le système européen est possible sans ouverture totale. Les systèmes électriques européens et suisses ont toujours été interconnectés, ils le sont et continueront de l'être. Les lois de la physique sauront raisonner les hommes et les besoins techniques réciproques continueront d'être couverts à travers des échanges emprunts de bon sens. Les difficultés d'alimentation des régions limitrophes, comme par exemple le Sud de l'Allemagne ou la France, pourront constituer de belles opportunités commerciales bilatérales.
- La sécurité d'approvisionnement ainsi atteinte coûtera éventuellement plus chère, mais ce coût ne dépassera pas celui de la libéralisation du système. Au moins, il sera réparti de manière équitable entre tous les acteurs.
- Avec la réglementation actuelle et grâce à leur accès aux marchés de gros nos GRD réussissent à s'approvisionner aux meilleures conditions. La marge des intermédiaires a disparu. Une ouverture totale du marché n'apporterait pas d'amélioration dans ce domaine.
- Actuellement, le bénéfice sur l'énergie est régulé. L'expérience internationale montre que la baisse des marges observée sur les clients actifs en termes de changement de fournisseur est largement compensée par l'augmentation de la marge auprès de la grande partie des clients inactifs. De plus, sans ouverture complète, les efforts de promotion et de commercialisation pourraient être économisés.
- La concurrence stimule l'innovation et la qualité des services. Ces améliorations s'observent dès à présent en Suisse sous l'effet de la digitalisation et l'avènement des services énergétiques. Les GRD à tous les niveaux développent de nouveaux services et prestations et améliorent leur service à la clientèle dans un régime concurrentiel. Ces nouveaux services sont, de fait, déjà dans un marché libre.

Nous demandons qu'une ouverture totale soit conditionnée par l'obligation amenée par un éventuel accord global avec l'Europe.

Nous sommes opposés au dispositif d'approvisionnement de base nouvellement proposé. Il serait inopérant et nous semble par conséquent politiquement trompeur. En effet, dans un marché ouvert il n'est pas possible d'imposer aux GRD responsables de l'approvisionnement de base la charge d'un produit suisse renouvelable, à un tarif limité au prix de marché, et de reposer sur ce seul support

incertain (à option libre des petits consommateurs) pour développer la production renouvelable suisse. Si durant les années 2009 à 2018 jusqu'à 4 milliards de francs (estimation Handelszeitung / Enerprice de nov. 2018) avaient pu être obtenus hypothétiquement par les consommateurs dans un marché en concurrence, la production helvétique aurait été affaiblie de cette somme, avec les conséquences diamétralement opposées aux objectifs de la SE2050 et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De plus, les surcoûts liés à la complexification du marché par la libéralisation auraient certainement dépassé les économies potentielles.

L'ouverture partielle connue actuellement agit au moins comme stabilisateur économique smart et déterminant. Il faut préserver cet atout.

Nous demandons de préserver, en substance et a minima, les avantages de l'approvisionnement de base actuel basé sur les coûts imputables d'un approvisionnement diversifié (production, contrats long-terme) 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.

Les modalités proposées pour l'approvisionnement de base devraient être revus pour corriger les défauts suivants :

- Le référencement au prix du marché et l'option de retour enlèvent à l'approvisionnement de base leur rôle de protecteur des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables. Ce manque doit être compensé soit par un mécanisme lié à la formation des prix dans l'approvisionnement de base, soit par un autre mécanisme à déterminer hors approvisionnement de base. Il est trop tôt pour intégrer ces nouvelles technologies dans le marché.
- Il faut impérativement supprimer l'imposition prévue de la qualité du produit de base. Cette dernière pousse tous les GRD et leurs clients dans les bras de l'oligopole des producteurs et des négociants de garanties d'origine. Déjà depuis 2017, ce marché semble générer des rentes oligopolistiques inadmissibles aux dépens du consommateur final. Cette situation est d'ailleurs très représentative des risques de l'ouverture totale du marché. Une régulation beaucoup plus stricte doit être mise en place plutôt que proposer une libéralisation aux conséquences économiques désastreuses pour les clients finaux.
- L'existence de plusieurs produits en approvisionnement de base est inutile et augmente la complexité à la fois pour le contrôle de l'adéquation des tarifs que pour la comparaison des acteurs.

## **Tarifs d'utilisation du réseau**

Notre commune soutient toute modification qui favorise la solidarité entre tous les utilisateurs des réseaux publics et qui encourage le développement des productions renouvelables et l'efficacité énergétique.

La désolidarisation croissante provoquée par l'autoproduction, associée à une probable augmentation des tarifs d'acheminement et des taxes, crée une injustice sociale et risque de faire émerger une société énergétique à deux vitesses. Une trop forte proportion d'autoconsommation exempte du financement des infrastructures met en danger à terme la mission universelle d'approvisionnement par le GRD.

Les réseaux publics doivent être financés de manière équitable par tous les utilisateurs, quel que soit leur degré d'autoproduction. Ainsi, nous encourageons l'OFEN à développer des modèles de tarification des réseaux qui vont plus loin que le 50% proposé, en basant la tarification par exemple sur l'énergie consommée au point de soutirage et non pas uniquement sur l'énergie soutirée au réseau.

Concernant le report de coût entre niveaux de réseaux et pour promouvoir les productions décentralisées qui injectent sur les réseaux de distribution inférieurs, notre commune salue l'abandon du principe dit de « l'énergie brute » en faveur de « l'énergie nette ». Nous acceptons également une composante puissance de 90% pour le report des coûts. Par cohérence, nous proposons que cette proportion puisse être appliquée à la tarification d'utilisation de tous les niveaux de réseau jusqu'à la distribution (NR7).

## **Rôle d'un centre de données (datahub) national pour assurer l'efficacité des échanges de données dans un marché de l'électricité ouvert**

Le renoncement à l'ouverture totale du marché nous affranchira du développement coûteux d'un ou de plusieurs systèmes d'échange de données et des risques de sécurité de données inhérents. Des exemples européens, dont la Belgique, ont démontré à quel point ces centres de données sont extrêmement coûteux. En cas d'ouverture, de tels centres seraient malheureusement nécessaires, au détriment des clients finaux.

La définition et la publication trop tardive des spécifications pour ces échanges mèneront à des investissements inadéquats, comme cela est actuellement le cas dans le Smart Metering.

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 des 15 à 20'000 clients libres. 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 pour les 99% ou environ 5 millions de consommateurs suisses.

Nous sommes également 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. Nous nous opposons à complexifier ce système et demandons de supprimer l'art. 17b-ter.

## **Modalités de la réserve de stockage**

Nous sommes favorables à un nouveau dispositif d'assurance de l'approvisionnement, à condition d'admettre au niveau de la loi notamment aussi le consommateur final comme contributeur. Il s'agit

d'accorder la possibilité, par des mesures de type « demand side management » (DSM), de participer à cette contractualisation annuelle de la 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 accumuleable et exploitable en tant que réserve. De telles centrales devraient donc également pouvoir se qualifier pour participer à cette réserve d'énergie pour quelques jours ou semaines.

Dans un objectif de sécurité d'approvisionnement et dans le contexte d'une transition énergétique à venir, notre commune est favorable à la création et la gestion de la réserve stratégique de stockage aux conditions suivantes :

- Les technologies qui ne génèrent pas de CO2 doivent être dans tous les cas favorisés par rapport à des réserves thermiques.
- Une régulation stricte doit être mise en place pour éviter la formation d'une rente oligopolistique.
- La plus-value financière obtenue par les exploitants de la réserve doit être considérée dans le cadre d'éventuelles mesures de soutien financières supplémentaires.

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. (...)* »

#### **Modalités de la régulation Sunshine et impact de cette régulation en termes d'efficacité**

Notre commune est favorable à une régulation stricte, transparente, solide et stable dans le temps. Par son approche pragmatique, la régulation Sunshine peut être l'outil adéquat.

La baisse de CHF 95.- à CHF 75.- du bénéfice autorisé sur l'énergie en approvisionnement de base montre que ce système peut être utilisé de manière pragmatique et efficace comme outil de régulation en termes d'efficacité.

Cependant, par rapport aux pratiques actuelles et aux éléments proposés dans la révision, nous insistons sur la nécessité de distinguer entre les coûts hérités par un GRD des réseaux amonts et les coûts internes générés par sa propre activité. À ce jour, environ 40% des coûts composants des tarifs d'acheminement sont imposés par les réseaux amonts. Tous les acteurs devraient être mesurés et comparés sur les éléments qu'ils peuvent influencer dans leur rôle respectif, et pas uniquement les distributeurs finaux qui héritent des coûts de toute la chaîne amont.

En revanche, il serait précipité d'introduire à ce stade, au niveau de la loi, une prédétermination impliquant l'introduction d'une « régulation incitative » formelle. L'annonce de l'introduction possible d'un régime de régulation incitative provoque immédiatement l'anticipation de certains investissements et donc un renforcement non-désiré de l'intensité capitalistique des réseaux. Nous demandons de supprimer la disposition de l'art. 22a al. 3 et de ne formaliser aucune tâche nouvelle et supplémentaire de l'OFEN dans ce domaine.

Nous vous assurons que les GRD communaux, dans leur esprit de service public, feront tout pour se conformer aux incitations transparentes et argumentées. En contrepartie, nous demandons que la régulation soit équitable envers tous les acteurs. Nous ne voulons pas que nos efforts soient utilisés pour maintenir ou augmenter les bénéfices des grands groupes.

## **Maintenir la priorité aux énergies renouvelables**

Avec la proposition d'abroger l'actuel art. 13 al. 3 LApEI, c'est surtout la priorité au courant issu de sources renouvelables lors de l'attribution des capacités de réseau qui se voit supprimée. Dans le contexte où la Stratégie énergétique 2050 doit orienter l'approvisionnement en énergie de la Suisse davantage vers le renouvelable, cette proposition de suppression irrite. Même en tenant compte du fait que les privilèges pour certaines technologies de production ne sont pas faciles à mettre en œuvre, le fait de renoncer à une priorité pour les énergies renouvelables ne peut se justifier que si les coûts environnementaux se reflètent dans le prix du courant (en particulier celui issu de sources non renouvelables). En outre, le Conseil fédéral se contredit lorsqu'il parle de privilégier certaines capacités de production lors de l'attribution des capacités transfrontalières de réseau. Car il y a deux ans, le gouvernement a soutenu l'initiative parlementaire 15.430, qui demandait justement la suppression des priorités aux énergies renouvelables dans le réseau de transport transfrontalier.

## **Modalités de la régulation des flexibilités**

Nous sommes favorables, sur le principe, à l'attribution des flexibilités aux véritables détenteurs et à l'exploitation contre rétributions de celles-ci (art. 17b-bis). Toutefois, il faut éviter de sur-administrer cet instrument évolutif de gestion des réseaux. L'exploitation rémunérée des flexibilités est par ailleurs possible aussi en ouverture partielle du marché de l'électricité. Pour les réseaux il y aura un effet double encore très incertain : 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 (charges ponctuelles des véhicules électriques) et, par le dimensionnement optimisé des réseaux, limiter l'augmentation des coûts de réseau.

Le GRD local doit disposer de tous les moyens pour assurer l'exploitation sûre et efficace de son réseau local de distribution. Dans cet objectif, nous exigeons que tout contrat d'utilisation de flexibilité par un acteur autre que le GRD local soit soumis à autorisation de celui-ci. Ce dernier doit également disposer de la possibilité technique et contractuelle de bloquer, respectivement de libérer un signal de télécommande émis par un acteur tiers sur une installation raccordée au réseau local. Rappelons également que l'intervention imprévue par un tiers sur la flexibilité d'un client alimenté par un autre fournisseur ou GRD augmente le coût de l'approvisionnement de ce dernier.

Pour éviter des investissements inadéquats, nous demandons à l'OFEN de préciser le plus rapidement possible les règles opérationnelles pour l'utilisation des flexibilités.

## **Ouverture des systèmes de mesure**

Nous nous opposons à la libéralisation partielle des systèmes de mesure en raison des risques concernant la fiabilité et la qualité des données pour les parties prenantes. Pour le consommateur la régulation actuelle et prévue nous semble davantage garante de conditions appropriées que la « captivité contractuelle » non transparente auprès d'un prestataire de mesure tiers. Les changements législatifs sont beaucoup trop fréquents (imputabilité et mutualisation des coûts de comptage dès 2018 ; obligation de déployer les smart meters à l'horizon 2027 ; proposition de libéralisation partielle à l'horizon 2023). Le comptage ne coûte pas cher (env. 50 francs par consommateur, selon l'ElCom, c'est-à-dire de l'ordre de 2% de la facture annuelle d'électricité) et se trouve en très forte évolution technologique. La libéralisation partielle du système de mesure serait disproportionnée, car elle tente de 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.

### **Sensibilisation aux économies d'électricité**

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. Les efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique contribuent à maîtriser les coûts de réseau. Les résultats sont tangibles, comme le démontre les retours d'expérience de différents programmes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

### **Contrôle suisse de Swissgrid**

Selon le droit en vigueur, Swissgrid est une société anonyme privée qui doit veiller à ce que son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes (art. 18, al. 3 LApEI). Afin d'assurer ce contrôle suisse, l'alinéa 4 prévoit en plus un droit de préemption pour les cantons, les communes et les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse. Lors des transferts d'actions de ces dernières années, ce droit de préemption prescrit par la loi n'a pas été respecté; on a plutôt appliqué une disposition statutaire qui va au-delà du texte de loi et qui accorde aux actionnaires existants une sorte de droit de pré-préemption. A cet égard, il est incompréhensible que le Conseil fédéral ait accepté cette disposition statutaire (voir art. 19 al. 1 LApEI) et qu'il ait aussi toléré tacitement cette violation de la loi.

La modification qui est proposée clarifie certes les conditions-cadres formelles du droit de préemption, mais elle conduit aussi à une discrimination des communes, qui ne peut être justifiée ni objectivement, ni sur le plan de la procédure. C'est pourquoi nous demandons que les cantons et les communes soient traités sur pied d'égalité dans l'ordre de priorité du droit de préemption nouvellement défini.

Pour finir, nous regrettons que le volet « technique » de cette révision de la LApEI ne renforce pas de façon claire les acteurs économiques responsables d'une infrastructure essentielle. Le système électrique est vulnérable et risquerait de se trouver fragilisé par la multitude de retouches proposées du cadre légal. Une forte augmentation de la complexité et des coûts, sans parler de l'inconfort des citoyens face aux futures et innombrables campagnes commerciales, se feraient au détriment du porte-monnaie des clients finaux, des objectifs de la SE 2050 et de la politique climatique suisse.

Nous vous remercions de la prise en compte de notre prise de position et de nos demandes et vous transmettons, Madame la Conseillère fédérale, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, nos salutations cordiales.

Conseil communal de Nods



Willy Sunier  
Maire

Viviane Sunier  
Administratrice

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

**Licht- und Wasserwerk  
Adelboden AG**

Dorfstrasse 36  
CH-3715 Adelboden  
T +41 (0)33 673 12 22  
info@lwa.ch  
www.lwa.ch

Adelboden, 28. Januar 2019/hj

**Stellungnahme Revision Stromversorgungsnetz (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 Licht- und Wasserwerk Adelboden 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 Licht- und Wasserwerk Adelboden 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. Bei Rückfragen sind wir gerne für Sie da. Besten Dank.

Freundliche Grüsse  
Licht- und Wasserwerk Adelboden AG



Pascal von Allmen  
Geschäftsführer

Par courriel :  
[stromvg@bfe.admin.ch](mailto:stromvg@bfe.admin.ch)  
Département fédéral de l'environnement,  
des transports, de l'énergie et de la  
communication DETEC  
Office fédéral de l'énergie  
Section régulation du marché  
3003 Berne

Delémont, le 28 janvier 2019

## Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEL), RS 734.7

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

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est donnée de prendre position sur la révision de la LApEL. Notre société est elle-même active dans la commercialisation d'électricité. Elle est basée sur un modèle économique de centre de coûts sans recherche de bénéfice. Elle approvisionne 10 GRD situés dans le Jura et le Jura Bernois. Notre prise de position est le reflet de notre engagement quotidien pour un approvisionnement sûr, économiquement efficient et respectueux de l'environnement pour nos clients depuis de nombreuses années.

C'est sous l'angle de la protection du climat, de la lutte contre le CO<sub>2</sub>, de l'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables dans un contexte durable que nous abordons l'analyse des textes qui sont mis en consultation. Notre prise de position se base sur les objectifs ambitieux de la Confédération en matière de protection du climat dont découlent le développement massif des énergies renouvelables et l'encouragement à la sobriété énergétique.

Nous nous mobilisons en permanence pour accomplir notre mission aux conditions optimales dans un environnement en perpétuel changement et de plus en plus complexe. Conscients du besoin d'évoluer, nous avons pris pour habitude de trouver des solutions pragmatiques, grâce notamment à la coopération dynamique entre les communes partenaires de SACEN SA. Ces dix GRD du canton du Jura et du Jura Bernois coopèrent activement au sein de notre société depuis 2013 et ce, dans tous les domaines pour offrir un service de qualité et de proximité à des conditions compétitives.

Force est de constater que ce projet n'apporte pas d'améliorations significatives pour faire face aux défis climatiques et énergétiques de ces 10 à 20 prochaines années. Nous nous opposons 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 servent plus généralement

d'intermédiaires entre producteurs et consommateurs. Par conséquent, nous n'adhérons pas à la révision de la LApEI telle que proposée.

Nous nous étonnons 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 y regardant de près, ce projet ouvrirait de nombreux chantiers administratifs, augmenterait les coûts de manière substantielle 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, nous vous faisons part des observations suivantes :

### **Position générale par rapport au projet de révision**

Notre société soutient les deux objectifs principaux de la révision, à savoir une sécurité d'approvisionnement efficace et équitable du point de vue économique ainsi qu'une régulation efficace et transparente. Par contre, nous ne comprenons pas le manque de cohérence de la proposition de révision de la LApEI par rapport à la SE2050. En effet, les diverses propositions de révision ne favorisent pas suffisamment les nouvelles productions renouvelables locales. Nous sommes en particulier persuadés qu'une ouverture totale du marché telle que proposée va très fortement décourager les investissements dans les énergies renouvelables et générer des coûts inutiles, sans pour autant amener des plus-values correspondantes pour les consommateurs finaux.

Avec la transition énergétique, une augmentation substantielle du coût et de la complexité du système électrique est inévitable. Le cadre réglementaire doit essayer de limiter cette évolution en choisissant les mesures les plus efficaces. L'ouverture totale, à laquelle notre société s'oppose, n'en fait pas partie.

Cette complexité favorisera l'émergence d'oligopoles de grands acteurs sur le marché suisse, dont les propriétaires sont partiellement publics, mais dont les stratégies ne sont aucunement au service du citoyen et du client industriel. En tant qu'infrastructure nationale stratégique, l'électricité ne doit pas être un gisement de bénéfices inadéquats. Le cadre réglementaire actuel répond à notre avis à cet équilibre. Sa révision pour forcer les acteurs du marché à diversifier leurs offres, encourager l'efficacité et les énergies renouvelables paraît bien plus importante.

### **Conditions-cadres de l'ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base**

Nous sommes opposés à une ouverture complète du marché dans des conditions de marché actuelles et prévisibles, néfastes au climat et à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Ce projet de révision ne formule pas des conditions-cadres (market design) nécessaires et suffisantes pour que les acteurs économiques puissent mieux investir dans la réalisation de la stratégie énergétique (SE2050) approuvée pour la Suisse, son économie et ses ménages. Nous ne pouvons pas adhérer aux affirmations citées dans ce projet.

A certaines conditions, nous pouvons admettre que l'intégration dans un système européen est indispensable à une sécurité d'approvisionnement économiquement efficiente. Néanmoins, nous nous opposons à une ouverture totale du marché pour les motifs suivants :

- Une ouverture totale du marché semble requise pour l'accès au marché européen. Mais elle n'est pas une condition suffisante ; il faudra d'autres engagements politiques bien plus

importants. Cet accès bénéficierait principalement aux grands groupes producteurs suisses, alors que les coûts de l'ouverture seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs. En tant que partenaires de distributeurs multifluides communaux, nous ne voyons aucun intérêt pour les clients finaux, ménagers et industriels.

- Une intégration technique et commerciale dans le système européen est possible sans ouverture totale. Les systèmes électriques européens et suisses ont toujours été interconnectés, ils le sont et continueront de l'être. Les lois de la physique sauront raisonner les hommes et les besoins techniques réciproques continueront d'être couverts à travers des échanges emprunts de bon sens. Les difficultés d'alimentation des régions limitrophes, comme par exemple le Sud de l'Allemagne ou la France, pourront constituer de belles opportunités commerciales bilatérales.
- La sécurité d'approvisionnement ainsi atteinte coûtera éventuellement plus chère, mais ce coût ne dépassera pas celui de la libéralisation du système. Au moins, il sera réparti de manière équitable entre tous les acteurs.
- Avec la réglementation actuelle et grâce à leur accès aux marchés de gros, nos GRD réussissent à s'approvisionner aux meilleures conditions. La marge des intermédiaires a disparu. Une ouverture totale du marché n'apporterait pas d'amélioration dans ce domaine.
- Actuellement, le bénéfice sur l'énergie est régulé. L'expérience internationale montre que la baisse des marges observée sur les clients actifs en termes de changement de fournisseur est largement compensée par l'augmentation de la marge auprès de la grande partie des clients inactifs. De plus, sans ouverture complète, les efforts de promotion et de commercialisation pourraient être économisés.
- La concurrence stimule l'innovation et la qualité des services. Ces améliorations s'observent dès à présent en Suisse sous l'effet de la digitalisation et l'avènement des services énergétiques. Les GRD à tous les niveaux développent de nouveaux services et prestations et améliorent leur service à la clientèle dans un régime concurrentiel. Ces nouveaux services sont, de fait, déjà dans un marché libre.

Nous demandons qu'une ouverture totale soit conditionnée par l'obligation amenée par un éventuel accord global avec l'Europe.

Nous sommes opposés au dispositif d'approvisionnement de base nouvellement proposé. Il serait inopérant et nous semble par conséquent politiquement trompeur. En effet, dans un marché ouvert il n'est pas possible d'imposer aux GRD responsables de l'approvisionnement de base la charge d'un produit suisse renouvelable, à un tarif limité au prix de marché, et de reposer sur ce seul support incertain (à option libre des petits consommateurs) pour développer la production renouvelable suisse. Si durant les années 2009 à 2018 jusqu'à 4 milliards de francs (estimation Handelszeitung / Enerprice de nov. 2018) avaient pu être obtenus hypothétiquement par les consommateurs dans un marché en concurrence, la production helvétique aurait été affaiblie de cette somme, avec les conséquences diamétralement opposées aux objectifs de la SE2050 et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De plus, les surcoûts liés à la complexification du marché par la libéralisation auraient certainement dépassé les économies potentielles.

L'ouverture partielle connue actuellement agit au moins comme stabilisateur économique smart et déterminant. Il faut préserver cet atout.

Nous demandons de préserver, en substance et a minima, les avantages de l'approvisionnement de base actuel basé sur les coûts imputables d'un approvisionnement diversifié (production, contrats long-terme) 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.

Les modalités proposées pour l'approvisionnement de base devraient être revues pour corriger les défauts suivants :

- Le référencement au prix du marché et l'option de retour enlèvent à l'approvisionnement de base leur rôle de protecteur des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables. Ce manque doit être compensé soit par un mécanisme lié à la formation des prix dans l'approvisionnement de base, soit par un autre mécanisme à déterminer hors approvisionnement de base. Il est trop tôt pour intégrer ces nouvelles technologies dans le marché.
- Il faut impérativement supprimer l'imposition prévue de la qualité du produit de base. Cette dernière pousse tous les GRD et leurs clients dans les bras de l'oligopole des producteurs et des négociants de garanties d'origine. Déjà depuis 2017, ce marché semble générer des rentes oligopolistiques inadmissibles aux dépens du consommateur final. Cette situation est d'ailleurs très représentative des risques de l'ouverture totale du marché. Une régulation beaucoup plus stricte doit être mise en place plutôt que proposer une libéralisation aux conséquences économiques désastreuses pour les clients finaux.
- L'existence de plusieurs produits en approvisionnement de base est inutile et augmente la complexité à la fois pour le contrôle de l'adéquation des tarifs que pour la comparaison des acteurs.

### **Rôle d'un centre de données (datahub) national pour assurer l'efficacité des échanges de données dans un marché de l'électricité ouvert**

Le renoncement à l'ouverture totale du marché nous affranchira du développement coûteux d'un ou de plusieurs système d'échange de données et des risques de sécurité de données inhérents. Des exemples européens, dont la Belgique, ont démontré à quel point ces centres de données sont extrêmement coûteux. En cas d'ouverture, de tels centres seraient malheureusement nécessaires, au détriment des clients finaux.

La définition et la publication trop tardive des spécifications pour ces échanges mèneront à des investissements inadéquats, comme cela est actuellement le cas dans le Smart Metering.

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 des 15 à 20'000 clients libres. 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 pour les 99% ou environ 5 millions de consommateurs suisses.

Nous sommes également 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. Nous nous opposons à complexifier ce système et demandons de supprimer l'art. 17b-ter.

### **Modalités de la réserve de stockage**

Nous sommes favorables à un nouveau dispositif d'assurance de l'approvisionnement, à condition d'admettre au niveau de la loi notamment, aussi le consommateur final comme contributeur. Il s'agit d'accorder la possibilité, par des mesures de type « demand side management » (DSM), de participer à cette contractualisation annuelle de la 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. De telles centrales devraient donc

également pouvoir se qualifier pour participer à cette réserve d'énergie pour quelques jours ou semaines.

Dans un objectif de sécurité d'approvisionnement et dans le contexte d'une transition énergétique à venir, notre société est favorable à la création et la gestion de la réserve stratégique de stockage aux conditions suivantes :

- Les technologies qui ne génèrent pas de CO2 doivent être dans tous les cas favorisées par rapport à des réserves thermiques.
- Une régulation stricte doit être mise en place pour éviter la formation d'une rente oligopolistique.
- La plus-value financière obtenue par les exploitants de la réserve doit être considérée dans le cadre d'éventuelles mesures de soutien financières supplémentaires.

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.* »

### **Modalités de la régulation Sunshine et impact de cette régulation en termes d'efficacité**

Notre société est favorable à une régulation stricte, transparente, solide et stable dans le temps. Par son approche pragmatique, la régulation Sunshine peut être l'outil adéquat.

La baisse de CHF 95.- à 75.- du bénéfice autorisé sur l'énergie en approvisionnement de base montre que ce système peut être utilisé de manière pragmatique et efficace comme outil de régulation en termes d'efficacité.

Nous vous assurons que notre société, dans son esprit de service public, fera tout pour se conformer aux incitations transparentes et argumentées. En contrepartie, nous demandons que la régulation soit équitable envers tous les acteurs. Nous ne voulons pas que nos efforts soient utilisés pour maintenir ou augmenter les bénéfices des grands groupes.

### **Maintenir la priorité aux énergies renouvelables**

Avec la proposition d'abroger l'actuel art. 13 al. 3 LApEI, c'est surtout la priorité au courant issu de sources renouvelables lors de l'attribution des capacités de réseau qui se voit supprimée. Dans le contexte où la Stratégie énergétique 2050 doit orienter l'approvisionnement en énergie de la Suisse davantage vers le renouvelable, cette proposition de suppression irrite. Même en tenant compte du fait que les privilèges pour certaines technologies de production ne sont pas faciles à mettre en œuvre, le fait de renoncer à une priorité pour les énergies renouvelables ne peut se justifier que si les coûts environnementaux se reflètent dans le prix du courant (en particulier celui issu de sources non renouvelables). En outre, le Conseil fédéral se contredit lorsqu'il parle de privilégier certaines capacités de production lors de l'attribution des capacités transfrontalières de réseau. Car il y a deux ans, le gouvernement a soutenu l'initiative parlementaire 15.430, qui demandait justement la suppression des priorités aux énergies renouvelables dans le réseau de transport transfrontalier.

### **Ouverture des systèmes de mesure**

Nous nous opposons à la libéralisation partielle des systèmes de mesure en raison des risques concernant la fiabilité et la qualité des données pour les parties prenantes. Pour le consommateur, la régulation actuelle et prévue nous semble davantage garante de conditions appropriées que la « captivité contractuelle » non transparente auprès d'un prestataire de mesure tiers. Les changements législatifs sont beaucoup trop fréquents (imputabilité et mutualisation des coûts de comptage dès 2018 ; obligation de déployer les smart meters à l'horizon 2027 ; proposition de libéralisation partielle à l'horizon 2023). 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) et se trouve en très forte évolution

technologique. La libéralisation partielle du système de mesure serait disproportionnée, car elle tente de 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.

## Sensibilisation aux économies d'électricité

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. Les efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique contribuent à maîtriser les coûts de réseau. Les résultats sont tangibles, comme le démontrent les retours d'expérience de différents programmes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

## Contrôle suisse de Swissgrid

Selon le droit en vigueur, Swissgrid est une société anonyme privée qui doit veiller à ce que son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes (art. 18, al. 3 LApEI). Afin d'assurer ce contrôle suisse, l'alinéa 4 prévoit en plus un droit de préemption pour les cantons, les communes et les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse. Lors des transferts d'actions de ces dernières années, ce droit de préemption prescrit par la loi n'a pas été respecté; on a plutôt appliqué une disposition statutaire qui va au-delà du texte de loi et qui accorde aux actionnaires existants une sorte de droit de pré-préemption. A cet égard, il est incompréhensible que le Conseil fédéral ait accepté cette disposition statutaire (voir art. 19 al. 1 LApEI) et qu'il ait aussi toléré tacitement cette violation de la loi.

La modification qui est proposée clarifie certes les conditions-cadres formelles du droit de préemption, mais elle conduit aussi à une discrimination des communes, qui ne peut être justifiée ni objectivement, ni sur le plan de la procédure. C'est pourquoi nous demandons que les cantons et les communes soient traités sur pied d'égalité dans l'ordre de priorité du droit de préemption nouvellement défini.

Pour conclure, nous regrettons que le volet « technique » de cette révision de la LApEI ne renforce pas de façon claire les acteurs économiques responsables d'une infrastructure essentielle. Le système électrique est vulnérable et risquerait de se trouver fragilisé par la multitude de retouches proposées du cadre légal. Une forte augmentation de la complexité et des coûts, sans parler de l'inconfort des citoyens face aux futures et innombrables campagnes commerciales, se feraient au détriment du porte-monnaie des clients finaux, des objectifs de la SE 2050 et de la politique climatique suisse.

Nous vous remercions de l'intérêt que vous porterez à notre prise de position, ainsi qu'à nos demandes et vous transmettons, Madame la Conseillère fédérale, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, nos salutations distinguées.

SACEN SA



Isabelle Berthold  
Présidente



Michel Hirtzlin  
Directeur



Lars Huber  
Kirchstrasse 18  
5643 Sins  
+41 78 748 19 29  
[www.xing.com/profiles/Lars\\_Huber5](http://www.xing.com/profiles/Lars_Huber5)

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
CH-3003 Bern

# Stellungnahme zur “Revision des Stromversorgungsgesetzes”

Sehr geehrte Damen und Herren

Im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Stromversorgungsgesetzes wird starken Bezug auf die Verursachergerechtigkeit bei den Stromnetzkosten genommen. Nachfolgende Ausführungen sollen aufzeigen, dass genau diese Verursachergerechtigkeit weder im heutigen StromVG, noch in der Version der Vernehmlassung enthalten ist.

Durch die Korrektur der Transportberechnung werden die hiesige Wasserkraft und die dezentralen Kraftwerke marktgerecht gestärkt.

Wegen der Komplexität des Themas folgen zuerst die Empfehlungen und erst danach die ausführliche Erläuterung dazu.

## Empfehlung Netzkosten

Das neue Stromversorgungsgesetz sollte in dem Sinne ausgestaltet werden, dass zu einem späteren Zeitpunkt auf Verordnungsstufe festgelegt werden kann, wie die Transportkosten für den verkauften Strom distanzabhängig korrekt berechnet und ausgewiesen werden. Dies bedeutet, dass die Transportkosten alle Netze zwischen Produktions- und Verbrauchsstandort abdecken müssen.

Zudem sollte zu einem späteren Zeitpunkt möglich sein, auf Verordnungsstufe eine mögliche Vergütung für dezentrale Stromproduzenten festzulegen. Dies kann notwendig sein, weil die dezentralen Kraftwerke unter ihrem Gestehungspreis einspeisen müssen, aber zur Senkung der Netzkosten, sowohl bei der Arbeit wie auch bei der Leistung, beitragen.

## Empfehlung Herkunftsnachweis

Die jährliche Hinterlegung von Herkunftsnachweisen ist zu verbieten und stattdessen auf eine Einlösungsfrist von 30 Tagen zu begrenzen.

# Erläuterung

## Stromkomponenten

Der bezahlte Strom kann in mehrere Bereiche unterteilt werden:

- Energie
- Herkunftsnachweis
- Transport
  - *Arbeit*
  - *Leistung*
- Grundgebühr
- Abgaben

Abgaben und Grundgebühr werden in dieser Erläuterung vernachlässigt. Der Einfachheit halber werden beim Transport die Arbeits- und die Leistungskomponente zusammen als Transport betrachtet.

Die Energie bewegt unsere Haushaltsgeräte. Der Strom sucht sich immer den kürzesten Weg. Deshalb kann diese Komponente als „buchhalterisch“ betrachtet werden.

Der Herkunftsnachweis (standortunabhängig) zeichnet aus, aus welcher Erzeugungstechnologie die Energie kommt (Wasser, Sonne, Biogas, Kernkraft, Erdgas, Kohle, ...). Der Herkunftsnachweis repräsentiert dabei nicht den physikalisch verbrauchten Strom und ist deshalb nur buchhalterisch.

Der Transport repräsentiert die Dienstleistung „Energie vom Kraftwerk zum Verbraucher bringen“. Diese Komponente sollte den physikalischen Weg vom Kraftwerk gekaufter Energie bis zum Verbraucher abbilden.

## Verzerrungen im Strommarkt

Den neuen erneuerbaren Energien wird oft die Verzerrung des Strommarktes vorgeworfen. Dem ist in dem Sinne zuzustimmen, dass gerade Photovoltaik in gewissen Ländern zu stark subventioniert wurde. Im Schweizer Fördersystem mit der heutigen Einmalvergütung (KEV ausgeschlossen) trifft dies im Vergleich zu anderen Verzerrungen nicht zu. Die seit Jahren herrschenden Verzerrungen im Strommarkt sind deutlich höher als jene der Förderung von Erneuerbaren.

Das nächste Kapitel „Abfälle“ wird nur zur Verdeutlichung der Verzerrung erwähnt. Aber aufgrund der aktuell schwierigen CO2 Politik sollten die „Abfälle“ für das neue StromVG vernachlässigt werden.

## Verzerrung: Abfälle

Jede Stromproduktion hinterlässt Abfallprodukte. Bisher wissen wir nicht, in welchem Bereich die Kosten für radioaktive Abfälle liegen werden. Beim CO2 sieht dies anders aus: die Schweizer Firma Climeworks kann 1 Tonne CO2 für 600\$ aus der Luft absorbieren. Somit sind die Kosten mit heutigen Technologien bezifferbar. Dieser Absorber Preis führt zu einem ungefähren Aufschlag von:

- Braunkohle: 70 Rp/kWh (1177 gCO2/kWh)
- Steinkohle: 55 Rp/kWh (922 gCO2/kWh)
- Erdöl: 45 Rp/kWh (531 gCO2/kWh)
- Erdgas: 31 Rp/kWh (760 gCO2/kWh)

Im Gegensatz dazu werden die meisten Photovoltaikmodule mit einer vorgezogenen Entsorgungsgebühr ausgeliefert – analog zu den Elektrogeräten. Zudem können 90-95% der Materialien recycelt und für einen weiteren Lebenszyklus verwendet werden, was bei den Fossilen Brennstoffen nicht möglich ist.

## Verzerrung: vernachlässigter Transportweg

Heute verkaufter Strom kostet im Transport immer gleich viel, egal woher dieser Strom auf dem Papier eingekauft wurde. Physikalisch bedingt liefern die nahegelegensten Kraftwerke den Strom zum Verbraucher. Wenn also Strom an der Börse eingekauft wird, welcher von einem Kohlekraftwerk in Deutschland stammt, dann muss theoretisch auch der Transport in die Schweiz bis zum Endverbraucher bezahlt werden. Wenn unsere schweizerischen Energieversorger in Windparks in der Ostsee oder in Photovoltaikanlagen in Südspanien investieren, dann tragen sie keine Kilowattstunde zur Versorgung der Schweiz bei. Sie bedienen die Verbraucher an den Kraftwerkstandorten, jedoch nicht die Schweizer Verbraucher. Diese Kraftwerke sind rein buchhalterisch eine Unterstützung für die Schweiz. Um dies besser zu veranschaulichen werden zwei Analogien verwendet.

### LSVA

Im Güterverkehr wird für jeden Tonnen-Kilometer eine Abgabe entrichtet. Je weiter das Produkt transportiert wird, desto mehr Kilometer (entspricht der Stromleitungslänge). Je grösser der Lastwagen, desto mehr Tonnen werden für die Abgabe berechnet (entspricht der Leistungsspitze). Im heutigen Stromsystem entspricht dies nun so: ein LKW der ein Produkt im Quartier von einem Parkplatz zum anderen Parkplatz des selben Quartiers transportiert, bezahlt gleichviel LSVA, wie ein LKW der das gleiche Produkt von Genf nach Davos bringt. Der Transport im Quartier kostet sogar gleichviel wie der Transport von Neapel nach Hamburg.

### Handwerker

Ich will den Bau eines Wohnhauses in Auftrag geben. Ich engagiere eine Baufirma in Rumänien zur Hälfte des Preises der Offerte vom Bauunternehmen aus meiner Gegend. Das rumänische Unternehmen baut aber nun nicht mein Haus, sondern kann das Bauunternehmen aus meiner Gegend zum Bau verpflichten – natürlich zum rumänischen Preis. Dieser Zwang zum Bau entspricht dem physikalischen Gesetz des Stromflusses. Das Bauunternehmen erwirtschaftet nun mit jedem neuen Bau einen Verlust, weil das Unternehmen gezwungen wird zum Preis des rumänischen Marktes zu bauen, obwohl nie ein rumänisches Unternehmen einen Fuss in die Schweiz setzt. Genau dieser Verlust ereignet sich bei den dezentralen Photovoltaik Anlagen. Jedes Jahr werden 0.5 Mrd. CHF von privaten Geldern in neue dezentrale Kraftwerke investiert. Mit jeder eingespeisten Kilowattstunde erleiden sie einen Verlust wie der schweizerische Bauunternehmer. So wie der Bauunternehmer auf seine Kosten (Verlust) die Gebäude in der Schweiz baut, bauen die privaten Photovoltaikbetreiber die neuen Schweizer Kraftwerke und teilfinanzieren auch noch den Transport von ausländischem Strom.

## Situation Schweiz

Abbildung 1 zeigt die Kostenaufteilung des Schweizer Stromnetzes. Es wird ersichtlich, dass Netzebene 7 ungefähr 50% ausmacht. Die anderen 50% fallen auf Netzebenen 1-6 an.

Wenn beim Haushaltsprofil H4 die Netzkosten ca. 10 Rp. ausmachen, dann heisst dies, 5 Rp. entfallen auf Netzebene 7 und ebenfalls 5 Rp. auf Netzebene 1-6. Eine dezentrale Einspeisung auf Netzebene 7 wird heute zu 100% auf Netzebene 7 konsumiert. Das heisst, der Transport von Netzebene 1 bis 6 wird verhindert.

Auch der Transport auf ausländischen Netzen wird dadurch verhindert. Nur auf die Schweiz betrachtet könnte man sagen, dem dezentralen Einspeiser stehen die ersparten Transportkosten von

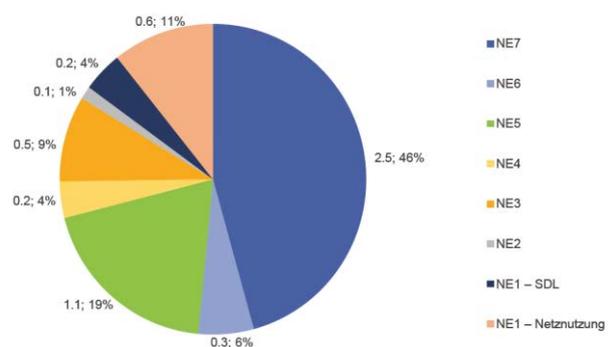


Abbildung 1: Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes. (Tätigkeitsbericht der ElCom 2017)

Ebene 1 bis 6 zu. Dies müsste als Ausgleich aus den Netzkosten vergütet werden, weil das dezentrale Kraftwerk den Strom da produziert, wo er verbraucht wird – im Quartier.

Weil dezentrale Kraftwerke wetterabhängig sind, braucht es Regelenergie und Regelmechanismen, die finanziert werden müssen. An diesen Aufwänden sollen sich die dezentralen Marktteilnehmer genauso beteiligen wie die zentralen Teilnehmer => siehe weiter unten „Finanzierung Versorgungssicherheit“

## Situation Europa

Es stellt sich nun die Frage: wie kann der weit entfernt produzierte Ostsee-Windstrom günstiger beim Schweizer Endverbraucher ankommen als jener, der beim Nachbarn produzierte Solarstrom? Beide Stromherkunftsarten verursachen auf der Rechnung die gleichen Transportkosten, obwohl bereits der Transport auf den Schweizer Stromnetzen teurer ist als die Energie selbst.

Von diesem Umstand ist auch unsere inländische Wasserkraft betroffen. Heute muss sich die heimische Wasserkraft mit günstigen Windkraftwerken in der Ostsee messen, wobei die Kraftwerke von Norddeutschland physikalisch keine Kilowattstunde in die Schweiz liefern.

## Finanzierung Versorgungssicherheit

Wegen der schwankenden Einspeisung der dezentralen Kraftwerke sind Ausgleichs-/Regelenergie oder Mechanismen notwendig. Diese netzstabilisierenden Massnahmen sollen von allen Teilnehmern des Stromnetzes mitgetragen werden. Deshalb kann die SDL durchaus durch jede konsumierte Kilowattstunde mitgetragen werden. Auch Beiträge für Massnahmen zur europäischen Netzstabilität gehören in diese Kategorie. Danach soll aber jede Netzebene sich selbst finanzieren. Wer eine Netzebene benutzt, soll sie auch mitfinanzieren. Dadurch wird es attraktiv, dass Massnahmen auf Netzebene 7 lohnenswert sind, weil die Abgaben an die davorliegenden Netzebenen kleiner werden.

## Fazit

Wenn von Verursachergerechtigkeit geredet wird, dann darf im speziellen bei den Netzkosten die Transportdistanz nicht vernachlässigt werden.

Auch wenn die Bruttoverrechnung zwischen den Netzebenen wie geplant in eine Nettomessung überführt wird, bestehen immer noch zwei wesentliche Verzerrungen:

- Die dezentralen Kraftwerke mindern den Bezug vom Vorlieferanten und tragen zur Senkung der maximalen Leistung gegenüber der vorgelagerten Netzebene bei. Der Betreiber des dezentralen Kraftwerkes, meistens Photovoltaik, wird aber für diese beiden Dienstleistungen im Bereich Netzkosten nicht entschädigt.
- Es wird weiterhin möglich sein, weit entfernt produzierten Strom zu Spotpreisen einzukaufen und an den Endkunden in der Schweiz zu verteilen, wobei die physische Distanz von Quelle und Verbrauch komplett ignoriert wird. Die Ersteigerung von Grenzkapazitäten mag diese Lücke nicht schliessen. Market Coupling wäre von der Idee her der richtige Ansatz, aber in den Vernehmlassungsunterlagen zu wenig adressiert. Dies führt weiterhin zu einem grossen Nachteil unserer inländischen Wasserkraft und Photovoltaik.

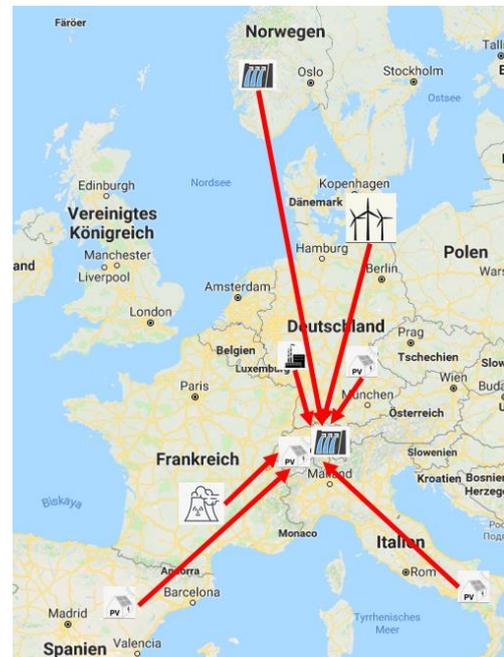


Abbildung 2: Quelle "www.google.ch/maps" mit eigenen Ergänzungen



Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Mosnang, 23. 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 Dorfkorporation Mosnang 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 Dorfkorporation Mosnang 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

Dorfkorporation Mosnang

Patrick Brändle  
Präsident Verwaltungsrat

Silvia Stillhard  
Aktuarin

Martin Schaerer  
Wasserfurristrasse 8  
8355 Aadorf



Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

## Stellungnahme zur Revision des StromVG

Sehr geehrte Damen und Herren

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

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

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

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

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

Freundliche Grüsse

## Anträge und Empfehlungen

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

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

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

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

Art. 6 Abs. 5 bis soll wieder aufgenommen werden. Dieser Absatz wurde im Rahmen der Strategie Stromnetze im StromVG eingefügt. Er erlaubt Verteilnetzbetreibern, erneuerbaren Strom bis zum Auslaufen der Marktprämie nach Art. 30 EnG in die Tarife für feste Endverbraucher einzurechnen. Wir schlagen diesen Absatz mit kleinen Anpassungen zur Beibehaltung vor:  
«Soweit die Betreiber der Verteilnetze die festen Endverbraucher mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien beliefern, dürfen sie ~~bis zum Auslaufen der Marktprämie nach Artikel 30 des Energiegesetzes vom 30. September 2016~~ die Gestehungskosten dieser Elektrizität in die Tarife einrechnen ~~und müssen Preisvorteile nach Absatz 3 nicht miteinrechnen~~. Dieses Recht gilt nur für Elektrizität aus Erzeugungskapazitäten im Inland, **inkl. den Gestehungskosten privat oder genossenschaftlich betriebener Erzeugungsanlagen**, abzüglich allfälliger Unterstützungen.»

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

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

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

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

Für uns ist es nicht klar, ob der - frei gewählte - Energieverkäufer auch die Rücklieferung von Solarstrom abnehmen muss, oder ob der lokale Verteilnetzbetreiber verantwortlich bleibt. Um Unstimmigkeiten vorzubeugen, die Administration zu vereinfachen und letztendlich die Planungssicherheit zu erhöhen sowie die inländische Stromproduktion auszubauen, schlagen wir

einen landesweit einheitlichen Rücklieferatarif von 12 Rp/kWh sowie 10 Rp/kWh für Anlagen ab 100 kWp vor.

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

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

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

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

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

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

Wenn zukünftig flächendeckend Smart-Meter eingesetzt werden, haben alle Endkunden eine Leistungsmessung; somit könnte überall 100% Leistungstarif eingeführt werden. Die Klausel, dass Eigenverbraucher nicht schlechter gestellt werden sollen, verspricht kaum Schutz. Um fragwürdigen, aufwändigen Vergleichen und Verfahren vorzubeugen und ein Minimum an Investitionssicherheit mindestens vorerst zu gewähren, soll die Verrechnung, wie per 1.1.2018 eingeführt, weitergeführt werden. Wenn der Prozentsatz künftig auf Ebene Gesetz geregelt sein soll, so soll die Formulierung aus der Verordnung übernommen werden: *3<sup>bis</sup> Auf Spannungsebenen unter 1 kV weist der Netznutzungstarif bei ganzjährig genutzten Verbrauchsstätten mit bis zu 50 MWh Jahresverbrauch eine nichtdegressive Arbeitskomponenten (Rp/kWh) von mindestens 70% auf.*

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

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

Wir wären auch offen für eine Lösung, bei der die Netzkosten nicht separiert den Konsumenten in Rechnung gestellt werden, sondern wo die Produzenten den Endkonsumenten-Preis abzüglich der Kosten der beanspruchten Netze erhalten. In einem liberalisierten Strommarkt mag ein

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

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

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

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

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

Ufficio federale dell'energia (UFE)  
Sezione "Regolazione del mercato"  
3003 Berna  
Invio per e-mail a: stromvg@bfe.admin.ch

Pura, 23 gennaio 2019

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

Gentili signore, egregi signori,

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

La nostra presa di posizione riprende integralmente quella trasmessaci dalle AIL SA (Aziende Industriali di Lugano) e di ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera italiana).

### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

ESI 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.

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);
- 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 è 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. Condividiamo 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 riesce a procurarsi l’energia necessaria né sui mercati né attraverso l’energia di regolazione sul mercato 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 ESI 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 capovero 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 richieste di ESI 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.

**Il Sindaco**  
Matteo Patriarca

**PER IL MUNICIPIO:**



**Il Segretario**  
Andrea Sciolli



Département fédéral de l'environnement,  
des transports, de l'énergie et de  
la communication DETEC  
Office fédéral de l'énergie  
Section régulation du marché  
3003 Berne

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

Develier, le 15 janvier 2019/rf

## Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl), RS 734.7

H:\Commune Develier\Commune\Service électrique\EIcom\2019\_01\_15\_Position révision LApEl.docx

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

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est donnée de prendre position sur la révision de la LApEl. Notre Municipalité est elle-même gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité (GRD) et notre prise de position est le reflet de notre engagement quotidien pour un approvisionnement sûr, économiquement efficient et respectueux de l'environnement nos citoyens et nos clients industriels depuis de très nombreuses années.

Nous nous mobilisons en permanence pour accomplir notre mission aux conditions optimales dans un environnement très changeant et de plus en plus complexe et exigeant. Conscients du besoin d'évoluer, nous avons pris pour habitude de trouver des solutions pragmatiques, grâce notamment à une coopération dynamique entre nos communes. Par une « Charte » et une société anonyme d'approvisionnement et de commercialisation « SACEN SA », dix GRD du Canton du Jura et du Jura Bernois coopèrent activement dans tous les domaines de notre métier pour offrir un service de qualité et de proximité à des conditions très compétitives.

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

Nous nous opposons 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 servent plus généralement d'intermédiaires entre producteurs et consommateurs. Par conséquent, nous n'adhérons pas à la révision de la LApEl telle que proposée.

Nous nous étonnons 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 y regardant de près, ce projet ouvrirait de nombreux chantiers administratifs, augmenterait les coûts de manière substantielle 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, nous vous faisons part des observations suivantes :

### **Position générale par rapport au projet de révision**

Notre Commune soutient les deux objectifs principaux de la révision, à savoir une sécurité d'approvisionnement efficace et équitable du point de vue économique ainsi qu'une régulation efficace et transparente. En revanche, nous ne comprenons pas le manque de cohérence de la proposition de révision de la LApEl par rapport à la SE2050. En effet, les diverses propositions de révision ne favorisent pas suffisamment les nouvelles productions renouvelables locales. Nous sommes en particulier persuadés qu'une ouverture totale du marché telle que proposée va très fortement décourager les investissements dans les énergies renouvelables et générer des coûts inutiles, sans pour autant amener des plus-values correspondantes pour les consommateurs finaux.

Avec la transition énergétique, une augmentation substantielle du coût et de la complexité du système électrique est inévitable. Le cadre réglementaire doit essayer de limiter cette évolution en choisissant les mesures les plus efficaces. L'ouverture totale, à laquelle notre commune s'oppose, n'en fait pas partie.

Cette complexité favorisera l'émergence d'oligopoles de grands acteurs sur le marché suisse, dont les propriétaires sont partiellement publics, mais dont les stratégies ne sont aucunement au service du citoyen et du client industriel. En tant qu'infrastructure nationale stratégique, l'électricité ne doit pas être un gisement de bénéfices inadéquats. Le cadre réglementaire actuel répond à notre avis à cet équilibre. Sa révision pour forcer les acteurs du marché à diversifier leurs offres, encourager l'efficacité et les énergies renouvelables paraît bien plus importante.

### **Conditions-cadres de l'ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base**

Nous sommes opposés à une ouverture complète du marché dans des conditions de marché actuelles et prévisibles, néfastes au climat et à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Ce projet de révision ne formule pas des conditions-cadres (market design) nécessaires et suffisantes pour que les acteurs économiques puissent mieux investir dans la réalisation de la stratégie énergétique (SE2050) approuvée pour la Suisse, son économie et ses ménages. Nous ne pouvons pas adhérer aux affirmations citées dans ce projet.

Au sujet de la structure de la branche électrique, nous nous étonnons par ailleurs du fait que l'administration fédérale considère, à répétition, le nombre de GRD suisses comme un problème plutôt qu'une partie décisive de la solution, car cette diversité de GRD, très majoritairement multifluides, permet d'innover et il revient à ces acteurs de réaliser localement et concrètement, avec les consommateurs, la transition énergétique.

A certaines conditions, nous pouvons admettre que l'intégration dans un système européen est indispensable à une sécurité d'approvisionnement économiquement efficiente. Néanmoins, nous nous opposons à une ouverture totale du marché pour les motifs suivants :

- Une ouverture totale du marché semble requise pour l'accès au marché européen. Mais elle n'est pas une condition suffisante ; il faudra d'autres engagements politiques bien plus importants. Cet accès bénéficierait principalement aux grands groupes producteurs suisses, alors que les coûts de l'ouverture seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs. En tant que distributeurs multifluides communaux, nous ne voyons aucun intérêt pour les clients finaux, ménagers et industriels.
- Une intégration technique et commerciale dans le système européen est possible sans ouverture totale. Les systèmes électriques européens et suisses ont toujours été interconnectés, ils le sont et continueront de l'être. Les lois de la physique sauront raisonner les hommes et les besoins techniques réciproques continueront d'être couverts à travers des échanges emprunts de bon sens. Les difficultés d'alimentation des régions limitrophes, comme par exemple le Sud de l'Allemagne ou la France, pourront constituer de belles opportunités commerciales bilatérales.
- La sécurité d'approvisionnement ainsi atteinte coûtera éventuellement plus chère, mais ce coût ne dépassera pas celui de la libéralisation du système. Au moins, il sera réparti de manière équitable entre tous les acteurs.
- Avec la réglementation actuelle et grâce à leur accès aux marchés de gros, nos GRD réussissent à s'approvisionner aux meilleures conditions. La marge des intermédiaires a disparu. Une ouverture totale du marché n'apporterait pas d'amélioration dans ce domaine.
- Actuellement, le bénéfice sur l'énergie est régulé. L'expérience internationale montre que la baisse des marges observée sur les clients actifs en termes de changement de fournisseur est largement compensée par l'augmentation de la marge auprès de la grande partie des clients inactifs. De plus, sans ouverture complète, les efforts de promotion et de commercialisation pourraient être économisés.
- La concurrence stimule l'innovation et la qualité des services. Ces améliorations s'observent dès à présent en Suisse sous l'effet de la digitalisation et l'avènement des services énergétiques. Les GRD à tous les niveaux développent de nouveaux services et prestations et améliorent leur service à la clientèle dans un régime concurrentiel. Ces nouveaux services sont, de fait, déjà dans un marché libre.

Nous demandons qu'une ouverture totale soit conditionnée par l'obligation amenée par un éventuel accord global avec l'Europe.

Nous sommes opposés au dispositif d'approvisionnement de base nouvellement proposé. Il serait inopérant et nous semble par conséquent politiquement trompeur. En effet, dans un marché ouvert, il n'est pas possible d'imposer aux GRD responsables de l'approvisionnement de base la charge d'un produit suisse renouvelable, à un tarif limité au prix de marché, et de reposer sur ce seul support incertain (à option libre des petits consommateurs) pour développer la production renouvelable suisse. Si, durant les années 2009 à 2018, jusqu'à 4 milliards de francs (estimation Handelszeitung / Enerprice de nov. 2018) avaient pu être obtenus hypothétiquement par les consommateurs dans un marché en concurrence, la production helvétique aurait été affaiblie de cette somme, avec les conséquences diamétralement opposées aux objectifs de la SE2050 et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De plus, les surcoûts liés à la complexification du marché par la libéralisation auraient certainement dépassé les économies potentielles.

L'ouverture partielle connue actuellement agit au moins comme stabilisateur économique smart et déterminant. Il faut préserver cet atout.

Nous demandons de préserver, en substance et a minima, les avantages de l'approvisionnement de base actuel basé sur les coûts imputables d'un approvisionnement diversifié (production, contrats long-terme) 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.

Les modalités proposées pour l'approvisionnement de base devraient être revus pour corriger les défauts suivants :

- Le référencement au prix du marché et l'option de retour enlèvent à l'approvisionnement de base leur rôle de protecteur des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables. Ce manque doit être compensé soit par un mécanisme lié à la formation des prix dans l'approvisionnement de base, soit par un autre mécanisme à déterminer hors approvisionnement de base. Il est trop tôt pour intégrer ces nouvelles technologies dans le marché.
- Il faut impérativement supprimer l'imposition prévue de la qualité du produit de base. Cette dernière pousse tous les GRD et leurs clients dans les bras de l'oligopole des producteurs et des négociants de garanties d'origine. Déjà depuis 2017, ce marché semble générer des rentes oligopolistiques inadmissibles aux dépens du consommateur final. Cette situation est d'ailleurs très représentative des risques de l'ouverture totale du marché. Une régulation beaucoup plus stricte doit être mise en place plutôt que proposer une libéralisation aux conséquences économiques désastreuses pour les clients finaux.
- L'existence de plusieurs produits en approvisionnement de base est inutile et augmente la complexité à la fois pour le contrôle de l'adéquation des tarifs que pour la comparaison des acteurs.

### **Tarifs d'utilisation du réseau**

Notre Commune soutient toute modification qui favorise la solidarité entre tous les utilisateurs des réseaux publics et qui encourage le développement des productions renouvelables et l'efficacité énergétique.

.../...

La désolidarisation croissante provoquée par l'autoproduction, associé à une probable augmentation des tarifs d'acheminement et des taxes, crée une injustice sociale et risque de faire émerger une société énergétique à deux vitesses. Une trop forte proportion d'autoconsommation exempte du financement des infrastructures met en danger à terme la mission universelle d'approvisionnement par le GRD.

Les réseaux publics doivent être financés de manière équitable par tous les utilisateurs, quel que soit leur degré d'autoproduction. Ainsi, nous encourageons l'OFEN à développer des modèles de tarification des réseaux qui vont plus loin que le 50% proposé, en basant la tarification par exemple sur l'énergie consommée au point de soutirage et non pas uniquement sur l'énergie soutirée au réseau.

Concernant le report de coût entre niveaux de réseaux et pour promouvoir les productions décentralisées qui injectent sur les réseaux de distribution inférieurs, notre commune salue l'abandon du principe dit de « l'énergie brute » en faveur de « l'énergie nette ». Nous acceptons également une composante puissance de 90% pour le report des coûts. Par cohérence, nous proposons que cette proportion puisse être appliquée à la tarification d'utilisation de tous les niveaux de réseau jusqu'à la distribution (NR7).

### **Rôle d'un centre de données (datahub) national pour assurer l'efficacité des échanges de données dans un marché de l'électricité ouvert**

Le renoncement à l'ouverture totale du marché nous affranchira du développement coûteux d'un ou de plusieurs systèmes d'échange de données et des risques de sécurité de données inhérents. Des exemples européens, dont la Belgique, ont démontré à quel point ces centres de données sont extrêmement coûteux. En cas d'ouverture, de tels centres seraient malheureusement nécessaires, au détriment des clients finaux.

La définition et la publication trop tardive des spécifications pour ces échanges mèneront à des investissements inadéquats, comme cela est actuellement le cas dans le Smart Metering.

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 des 15 à 20'000 clients libres. 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 pour les 99% ou environ 5 millions de consommateurs suisses.

Nous sommes également 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. Nous nous opposons à complexifier ce système et demandons de supprimer l'art. 17b-ter.

### **Modalités de la réserve de stockage**

Nous sommes favorables à un nouveau dispositif d'assurance de l'approvisionnement, à condition d'admettre, au niveau de la loi notamment, aussi le consommateur final comme contributeur. Il s'agit d'accorder la possibilité, par des mesures de type « demand side management » (DSM), de participer à cette contractualisation annuelle de la 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. De telles centrales devraient donc également pouvoir se qualifier pour participer à cette réserve d'énergie pour quelques jours ou semaines.

Dans un objectif de sécurité d'approvisionnement et dans le contexte d'une transition énergétique à venir, notre Commune est favorable à la création et la gestion de la réserve stratégique de stockage aux conditions suivantes :

- Les technologies qui ne génèrent pas de CO2 doivent être dans tous les cas favorisés par rapport à des réserves thermiques.
- Une régulation stricte doit être mise en place pour éviter la formation d'une rente oligopolistique.
- La plus-value financière obtenue par les exploitants de la réserve doit être considérée dans le cadre d'éventuelles mesures de soutien financières supplémentaires.

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. (...)* »

### **Modalités de la régulation Sunshine et impact de cette régulation en termes d'efficacité**

Notre Commune est favorable à une régulation stricte, transparente, solide et stable dans le temps. Par son approche pragmatique, la régulation Sunshine peut être l'outil adéquat.

La baisse de Fr. 95.00 à Fr. 75.00 du bénéfice autorisé sur l'énergie en approvisionnement de base montre que ce système peut être utilisé de manière pragmatique et efficace comme outil de régulation en termes d'efficacité.

Cependant, par rapport aux pratiques actuelles et aux éléments proposés dans la révision, nous insistons sur la nécessité de distinguer entre les coûts hérités par un GRD des réseaux amonts et les coûts internes générés par sa propre activité. À ce jour, environ 40% des coûts composants des tarifs d'acheminement sont imposés par les réseaux amonts. Tous les acteurs devraient être mesurés et comparés sur les éléments qu'ils peuvent influencer dans leur rôle respectif, et pas uniquement les distributeurs finaux qui héritent des coûts de toute la chaîne amont.

En revanche, il serait précipité d'introduire à ce stade, au niveau de la loi, une prédétermination impliquant l'introduction d'une « régulation incitative » formelle. L'annonce de l'introduction possible d'un régime de régulation incitative provoque immédiatement l'anticipation de certains investissements et donc un renforcement non-désiré de l'intensité capitalistique des réseaux. Nous demandons de supprimer la disposition de l'art. 22a al. 3 et de ne formaliser aucune tâche nouvelle et supplémentaire de l'OFEN dans ce domaine.

Nous vous assurons que les GRD communaux, dans leur esprit de service public, feront tout pour se conformer aux incitations transparentes et argumentées. En contrepartie, nous demandons que la régulation soit équitable envers tous les acteurs. Nous ne voulons pas que nos efforts soient utilisés pour maintenir ou augmenter les bénéfices des grands groupes.

### **Maintenir la priorité aux énergies renouvelables**

Avec la proposition d'abroger l'actuel art. 13 al. 3 LApEl, c'est surtout la priorité au courant issu de sources renouvelables lors de l'attribution des capacités de réseau qui se voit supprimée. Dans le contexte où la Stratégie énergétique 2050 doit orienter l'approvisionnement en énergie de la Suisse davantage vers le renouvelable, cette proposition de suppression irrite. Même en tenant compte du fait que les privilèges pour certaines technologies de production ne sont pas faciles à mettre en œuvre, le fait de renoncer à une priorité pour les énergies renouvelables ne peut se justifier que si les coûts environnementaux se reflètent dans le prix du courant (en particulier celui issu de sources non renouvelables). En outre, le Conseil fédéral se contredit lorsqu'il parle de privilégier certaines capacités de production lors de l'attribution des capacités transfrontalières de réseau. Car, il y a deux ans, le gouvernement a soutenu l'initiative parlementaire 15.430, qui demandait justement la suppression des priorités aux énergies renouvelables dans le réseau de transport transfrontalier.

### **Modalités de la régulation des flexibilités**

Nous sommes favorables, sur le principe, à l'attribution des flexibilités aux véritables détenteurs et à l'exploitation contre rétributions de celles-ci (art. 17b-bis). Toutefois, il faut éviter de sur-administrer cet instrument évolutif de gestion des réseaux. L'exploitation rémunérée des flexibilités est par ailleurs possible aussi en ouverture partielle du marché de l'électricité. Pour les réseaux, il y aura un effet double encore très incertain : 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 (charges ponctuelles des véhicules électriques) et, par le dimensionnement optimisé des réseaux, limiter l'augmentation des coûts de réseau.

Le GRD local doit disposer de tous les moyens pour assurer l'exploitation sûre et efficace de son réseau local de distribution. Dans cet objectif, nous exigeons que tout contrat d'utilisation de flexibilité par un acteur autre que le GRD local soit soumis à autorisation de celui-ci. Ce dernier doit également disposer de la possibilité technique et contractuelle de bloquer, respectivement de libérer un signal de télécommande émis par un acteur tiers sur une installation raccordée au réseau local. Rappelons également que l'intervention imprévue par un tiers sur la flexibilité d'un client alimenté par un autre fournisseur ou GRD augmente le coût de l'approvisionnement de ce dernier.

Pour éviter des investissements inadéquats, nous demandons à l'OFEN de préciser le plus rapidement possible les règles opérationnelles pour l'utilisation des flexibilités.

### **Ouverture des systèmes de mesure**

Nous nous opposons à la libéralisation partielle des systèmes de mesure en raison des risques concernant la fiabilité et la qualité des données pour les parties prenantes. Pour le consommateur, la régulation actuelle et prévue nous semble davantage garante de conditions appropriées que la « captivité contractuelle » non transparente auprès d'un prestataire de mesure tiers. Les changements législatifs sont beaucoup trop fréquents (imputabilité et mutualisation des coûts de comptage dès 2018 ; obligation de déployer les smart meters à l'horizon 2027 ; proposition de libéralisation partielle à l'horizon 2023). Le comptage ne coûte pas cher (env. 50 francs par consommateur, selon l'ElCom, c'est-à-dire de l'ordre de 2% de la facture annuelle d'électricité) et se trouve en très forte évolution technologique.

.../...

La libéralisation partielle du système de mesure serait disproportionnée, car elle tente de 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'ElCom 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.

### **Sensibilisation aux économies d'électricité**

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. Les efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique contribuent à maîtriser les coûts de réseau. Les résultats sont tangibles, comme le démontre les retours d'expérience de différents programmes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

### **Contrôle suisse de Swissgrid**

Selon le droit en vigueur, Swissgrid est une société anonyme privée qui doit veiller à ce que son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes (art. 18, al. 3 LApEl). Afin d'assurer ce contrôle suisse, l'alinéa 4 prévoit en plus un droit de préemption pour les Cantons, les Communes et les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse. Lors des transferts d'actions de ces dernières années, ce droit de préemption prescrit par la loi n'a pas été respecté ; on a plutôt appliqué une disposition statutaire qui va au-delà du texte de loi et qui accorde aux actionnaires existants une sorte de droit de pré-préemption. A cet égard, il est incompréhensible que le Conseil fédéral ait accepté cette disposition statutaire (voir art. 19 al. 1 LApEl) et qu'il ait aussi toléré tacitement cette violation de la loi. La modification qui est proposée clarifie certes les conditions-cadres formelles du droit de préemption, mais elle conduit aussi à une discrimination des Communes, qui ne peut être justifiée ni objectivement, ni sur le plan de la procédure. C'est pourquoi nous demandons que les Cantons et les Communes soient traités sur pied d'égalité dans l'ordre de priorité du droit de préemption nouvellement défini.

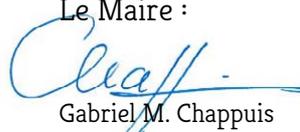
Pour finir, nous regrettons que le volet « technique » de cette révision de la LApEl ne renforce pas de façon claire les acteurs économiques responsables d'une infrastructure essentielle. Le système électrique est vulnérable et risquerait de se trouver fragilisé par la multitude de retouches proposées du cadre légal. Une forte augmentation de la complexité et des coûts, sans parler de l'inconfort des citoyens face aux futures et innombrables campagnes commerciales, se feraient au détriment du porte-monnaie des clients finaux, des objectifs de la SE 2050 et de la politique climatique suisse.

Nous vous remercions de la prise en compte de notre prise de position et de nos demandes et vous transmettons, Madame la Conseillère fédérale, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, nos plus cordiales salutations.

Au nom du Conseil communal

Le Maire :

le secrétaire :



Gabriel M. Chappuis



Vincent Chételat

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

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

Zürich, 31. Januar 2019

## **Änderung des Stromversorgungsgesetzes**

Sehr geehrte Damen und Herren

Am 17. Oktober 2018 haben Sie im Auftrag des Bundesrates die Vernehmlassung zum Bundesratsbeschluss über die Revision des Stromversorgungsgesetzes eröffnet. Als Vertreter einer produzierenden Branche sind wir von Änderungen in der Strompolitik betroffen. Zum wiederholten Mal fordern wir Sie hiermit auf, uns per sofort ebenfalls in die Adressatenliste des BFE bei Vernehmlassungen zur Energiepolitik aufzunehmen.

Der Verband Swiss Textiles repräsentiert gut 200 KMU, welche Textilien herstellen und handeln. Die Branche ist exportorientiert und einem sehr starken internationalen Wettbewerb ausgesetzt. Die Herstellung von Textilien ist energieintensiv, der Verbrauch der meisten Unternehmen beträgt mehr als 100 MWh. Für die Schweizer Textilbranche sind deshalb insbesondere die Versorgungssicherheit und die Kosten der Stromversorgung zentrale Punkte.

Die Entwicklung der europäischen Strommärkte, die vom Parlament bereits beschlossene, aber noch nicht umgesetzte vollständige Öffnung des Schweizer Strommarktes sowie Regulierungsdefizite vor allem im Netzbereich geben Anlass zu Anpassungen des Stromversorgungsgesetzes. Swiss Textiles beurteilt die Stossrichtung der Änderungen als richtig und begrüsst, dass die Versorgungssicherheit ins Zentrum gestellt wird.

Aufgrund ähnlicher Betroffenheit unterstützt Swiss Textiles sämtliche Positionen des Schreibens der Swissmem vom 31.01.2019, mit Ausnahme vom Aspekt der Teilliberalisierung des Messwesens. Hier unterstützt Swiss Textiles eine vollständige Liberalisierung, welche zu einem grösseren Wettbewerb der Messdienstleister führen wird. Mit nur einer Teilliberalisierung würden die Möglichkeiten der Digitalisierung bei der Datenerhebung und die damit verbundenen Effizienzgewinne im Messwesen kaum voll ausgeschöpft werden.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Swiss Textiles

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'P. Flückiger', written in a cursive style.

Peter Flückiger  
Direktor

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Nina Bachmann', written in a cursive style.

Nina Bachmann  
Leiterin Technologie und Umwelt

Brüttisellen, 24. Januar 2019

Bundesamt für Energie  
Sektion Markregulierung  
3003 Bern



**Revision StromVG  
Stellungnahme zur Vernehmlassung**

Sehr geehrte Damen und Herren

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

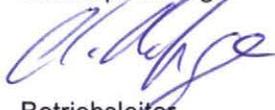
Als regionaler Endverteiler und/oder Querverbundunternehmen versorgen wir ca. 2'800 Endkunden in Wangen-Brüttisellen mit 20 GWh elektrische Energie. Zusätzlich versorgen wir die Gemeinde Wangen-Brüttisellen mit Wasser, Kommunikation, TV.

Unsere Eingaben zur Revision StromVG stehen im Einklang mit der Eingabe des DSV.

Wir sind überzeugt, dass das BFE unsere Ergänzungen und Bemerkungen angemessen übernehmen wird und ein StromVG ausarbeitet, welchem wir zustimmen können.

Freundliche Grüsse  
Werke Wangen-Brüttisellen

Christoph Metzger

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'C. Metzger', written over a horizontal line.

Betriebsleiter

## 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 VKE Mitglieder begrüßen grundsätzlich eine vollständige Marktöffnung, aber nur eine solche, welche allen Marktteilnehmern die gleichen Chancen bietet. Das vorgeschlagene Marktdesign mit Grundversorgung widerspricht aber klar unseren Vorstellungen von Marktwirtschaft. Einer vollständigen Marktöffnung kann der VKE nur zustimmen, wenn die folgenden Punkte verbessert werden:

Wie das Ausland beweist, kann eine regulierte Marktöffnung keine tieferen Strompreise garantieren. Neben unsozialen Kostenumlagerungen wird der Aufwand zur Abrechnung und Verwaltung immer grösser. Wie die Flut von Gesetzesänderungen der letzten Jahre beweist, wird hier ein kleiner Markt vollkommen überreguliert.

Das vorgeschlagene Marktdesign des StromVG steht im Widerspruch zur Energiestrategie 2050. Es sind keine Anreize für Investitionen in neue, regionale, dezentrale und erneuerbare Energieproduktionsanlagen erkennbar.

Die Wechselwahrscheinlichkeit der Kunden in günstige Produkte, welche nicht ökologisch sind, ist offensichtlich.

Die Kündigungsfristen und der mögliche Wiedereintritt in die Grundversorgung sind nicht geregelt. Es ist zwingend, dass die Fristen mit den Anforderungen der ECom bezüglich den Tarifmeldungen abgeglichen werden. Diese Termine müssen im Gesetz und nicht erst in der Verordnung festgelegt sein.

Es ist auch stossend, dass alle Kunden z. B. auch solche mit ungenügender Zahlungsmoral beim Netzbetreiber verbleiben. Der daraus zu erwartende Mehraufwand für Inkassorisiko und die nicht planbare Energiebeschaffung werden den allgemeinen Netzkosten und somit allen Endverbrauchern solidarisch angelastet.

Die Schweizer Stromversorgung sollte ganzjährig nicht auf Importe angewiesen sein. Eine offensichtliche Importabhängigkeit, besonders im Winter, gefährdet die Versorgungssicherheit.

#### **Alternativer Vorschlag des VKE für den Beibehalt der Teilmarktliberalisierung:**

Für eine regulierte Marktöffnung muss mit grossem finanziellen und organisatorischen Aufwand bei jedem Endverteiler ein Abrechnungssystem aufgebaut und unterhalten werden, das am Ende nur von einer ganz kleinen Anzahl Kunden (kleiner 3%) wirklich genutzt wird.

**Eine echte Alternative wäre die Herabsetzung der Marktzugangsgrenze von heute 100 MWh auf 50 MWh. Damit hätte der grösste Teil aller KMU und grösseren Verbrauchern den Marktzutritt.**

### 2. Erneuerbarer Schweizer Strom für die Grundversorgung, Marktnahes Modell

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Es ist nicht erwiesen, dass ein fester Anteil aus Schweizer Produktion in der Grundversorgung der inländischen Wasserkraft auch nachhaltig hilft. Auch hier soll der Endkunde entscheiden.

Falls der Anteil von Strom aus Schweizer Produktion und erneuerbaren Energieproduktionen gesetzlich festgeschrieben sein soll, dann ist dieser bereits im StromVG festzulegen.

### 3. Speicherreserve als Energieversicherung

Die Bildung einer Speicherreserve wird begrüsst. Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Die Finanzierung der Speicherreserve muss über die Energiepreise erfolgen. Mit der steten Umlagerung von Kosten auf die Netzgebühren werden 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

Der VKE erwartet, 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

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

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

Die Regel aus dem StromVVArt. 31f übernehmen. EVU soll Flexibilität weiterhin nutzen können bis Eigentümer Eigenbedarf anmeldet. Somit soll sich der interessierte Kunde aktiv beim EVU melden um seine Flexibilitäten nutzen zu können.

Gemäss

*Art. 17bbis Nutzung von Flexibilität<sup>3</sup> 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

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Seit Einführung der Sunshine-Regulierung nimmt der Erfassungsaufwand bei den EVUs weiterhin zu. Der Erfassungsaufwand soll nicht weiter zunehmen.

Bei den Vergleichen und Beurteilungen muss eine grössere Transparenz durch Direktvergleiche resp. Benennung der Mitbewerber der Vergleichsgruppe eingeführt werden.

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

Der VKE lehnt 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 ihre Zähler und 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.
- Tarifumschaltung 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.

**sia**

schweizerischer ingenieur- und architektenverein  
société suisse des ingénieurs et des architectes  
società svizzera degli ingegneri e degli architetti  
swiss society of engineers and architects

Eidgenössisches Departement für Umwelt,  
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
Frau Bundesrätin Simonetta Sommaruga

Luca Pirovino  
Verantwortlicher Energie  
luca.pirovino@sia.ch  
+41 44 283 15 87

Zürich, 28. Januar 2019

## **Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes.

Der SIA begrüsst die Energiestrategie 2050 und die damit verbundene Notwendigkeit für einen Umbau des Strommarkts und der Stromnetze hin zu mehr Markt und Flexibilität. Dem SIA ist es ein Anliegen, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen es erlauben, das Potential der Gebäude als Energieproduzent und Speicher voll auszunutzen. Die Hürden für den Aufbau und Investitionen in alternative Energien sollen gesenkt werden und es müssen Leitplanken gesetzt werden, damit Investitionsentscheide für alternative Energieformen langfristig abgesichert sind.

Die Liberalisierung des Strommarktes führt grundsätzlich zu einer verbesserten volkswirtschaftlichen Effizienz. Es gilt jedoch zu beachten, dass die Öffnung des Marktes nur den Energieteil und nicht den Netzteil betrifft, obwohl für den Endverbraucher zwei Drittel der Gesamtkosten durch das Netz verursacht werden. Der SIA fordert deshalb weitergehende Massnahmen, die auch beim Netz für mehr Markt und Effizienz sorgen, und damit die Attraktivität für erneuerbare Energien weiter steigern.

Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 erfordert einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die folgende Tabelle zeigt den erforderlichen Flächenbedarf für Photovoltaik (vergleiche dazu Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050):

**Stromproduktion erneuerbare Energie und Flächenbedarf Photovoltaik**

Stromproduktion in TWh/a	2016	2020	2035	2050
Produktion aus erneuerbarer Energie (ohne Wasserkraft)	3.2	4.4	14.5	24.2
Produktion aus Photovoltaik (PV)	1.3	1.3	7	11.1
Wind	0.1	0.7	1.8	4.3
Biomasse (Holz)	0.3	0.6	1.2	1.2
Geothermie	-	0.2	1.4	4.4
ARA KVA Biogas	1.4	1.7	3.1	3.2
Benötigte Fläche in km <sup>2</sup> für Photovoltaik *	10.8	10.8	58.3	92.5
In % der Bodenabdeckung von Gebäuden in der CH von 526 km <sup>2</sup> **	2%	2%	11%	18%

\*Annahme: Photovoltaik-Ertrag 120 kWh/m<sup>2</sup>/a, an geeigneten Flächen höher

\*\*Quelle: Die Bodennutzung in der Schweiz, Resultate der Arealstatistik, Neuenburg 2013

Dieser Ausbau soll umweltschonend und möglichst in der bereits bebauten Fläche erfolgen; bestehende Gebäude eignen sich dazu ideal. Der SIA setzt sich stark dafür ein, das Potential der Gebäude als Energieproduzenten und Speicher voll auszuschöpfen. Gute gesetzliche Rahmenbedingungen sind dafür unabdingbar.

Unsere Stellungnahme gliedert sich gemäss den von Ihnen auf Seite 3 des Einladungsbriefes aufgeführten Themenbereichen:

**Rahmenbedingungen für die vollständige Strommarktöffnung und Ausgestaltung der Grundversorgung**

Die Rahmenbedingungen sollen den Schutz der Kleinkunden garantieren und die Grundversorgung regeln. Nach Ansicht des SIA fehlt in der Gesetzesvorlage der unmissverständliche Grundsatz, dass jeder neu seinen Strom frei am Markt beziehen kann. Dieser Grundsatz und das zugehörige Vorgehen sind zu ergänzen. Dazu ist eine gesonderte Position im Artikel 6 vorzusehen.

Art. 10 betreffend die Entflechtung von Stromversorgung und Netzbetrieb lässt vieles offen. Die Entflechtung ist von grosser Bedeutung und muss verbindlich und eindeutig festgelegt werden. Der Netzbetreiber darf kein Interesse daran haben, selbst Strom zu verkaufen (Unbundling). Eine ungenügende Entflechtung führt zur Behinderung der Eigenproduktion von erneuerbaren Energien.

## **Rolle eines nationalen Datahubs für einen effizienten Datenaustausch im offenen Strommarkt**

Der SIA befürwortet die Installation eines nationalen Datenhubs, weil damit insgesamt tiefere Kosten zu erwarten sind und weil der Netzzugang so weniger behindert wird. Für kleine Marktteilnehmer ist ein nationaler Datenhub wichtig, weil für sie die Effizienz von Energietransfers zentral ist.

Die Installation des Datahubs ist in Art. 27 explizit festzuhalten. Ebenfalls sollen das Vorgehen zur Etablierung eines nationalen Datenhubs (Beschaffungsvorgang, Dauer bis zu einer erneuten Ausschreibung, etc.) sowie die entsprechenden Verantwortlichkeiten definiert werden. Zumindest ist dazu festzuhalten, dass der Bundesrat die Kompetenz hat, diese Punkte zu regeln.

## **Ausgestaltung der Speicherreserve**

Das Instrument der permanenten Speicherreserve ist nach Meinung des SIA nicht zwingend erforderlich und hebt ein Stück weit die Marktöffnung wieder aus. In Krisensituationen greift die Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) ein, und das reicht für die erforderliche Versorgungssicherheit aus.

Mit der vorgeschlagenen Lösung werden grosse Speicher bevorzugt, weil nur sie an den Ausschreibungen für die Sicherstellung der Speicherreserven teilnehmen können. Zudem ergeben sich Überschneidungen mit der Flexibilitätsregulierung, was nachteilig ist. Besser ist es, nur auf die Flexibilitätsregulierung und das OSTRAL zu setzen und auf die Speicherreserven zu verzichten.

## **Ausgestaltung und Effizienzwirkungen der Sunshine-Regulierung**

Anstelle der Sunshine-Regulierung fordert der SIA eine rasche Einführung der Anreizregulierung. Im Ausland wird bereits weitgehend auf dieses Instrument in Kombination mit einer Qualitätsregulierung gesetzt und Studien haben deren Umsetzbarkeit auch für die Schweiz bewiesen (Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz, BET Suisse AG, 17.12.2014).

Weiter zeigt die Studie «Regulierungsfolgeabschätzung zur Änderung des Stromversorgungsgesetzes» des BfE (Mai 2017) auf, dass mit einer Anreizregulierung in der Schweiz jährliche Einsparungen bei den Netzkosten von 190 bis 270 Millionen Franken erzielt werden können.

## **Ausgestaltung der Flexibilitätsregulierung**

Der SIA begrüsst die Nutzung der Flexibilität und die dazu vorgeschlagene Regelung. Die Umsetzung des Flexibilitätsgedankens soll möglichst einfach und mit geringem administrativem Aufwand erfolgen. Die Branche (VSE, SIA, und Weitere) soll bei der Erarbeitung eines Lösungsansatzes subsidiär miteinbezogen werden.

## **Öffnung des Messwesens**

Die Begrenzung der freien Wahl des Messdienstleisters auf Bezüger grösser 100 MWh ist nicht nachvollziehbar. Nach Ansicht des SIA sollten alle Strombezüger die Möglichkeit haben, die Messdienstleistung frei zu beziehen. Insbesondere neue Arealüberbauungen aber auch bestehende Überbauungen, die nach einer Sanierung vermehrt auf lokal produzierte erneuerbare Elektrizität setzen, wären aus Rentabilitätsgründen auf eine solche Möglichkeit angewiesen. In neuen Gebäuden sind bereits heute Gebäudeleitsysteme eingebaut, welche fähig sind, die Energie zu messen. In Zukunft werden diese Geräte ihren gemessenen Verbrauch auch selber mitteilen können. Aus wirtschaftlicher Sicht sind doppelte Messsysteme zu vermeiden.

## **Weitere Punkte, die im Einladungsbrief nicht aufgeführt sind:**

### Lokaler Netznutzungstarif

Die Marktöffnung erlaubt zwar den Stromexport über die Strasse hinweg, aber nur zu sehr hohen Netznutzungsgebühren. Der SIA fordert deshalb, Art. 14, Abs. 3b des bestehenden Gesetzes zu streichen. Ein Lokaltarif bei der Netznutzung soll ermöglicht werden. Dies zur Förderung alternativer Energieformen, die lokal und von Dritten genutzt werden können. Ein Lokaltarif in diesem Sinne umfasst nur die Kosten der Netzebene 7 ohne weitere Anteile der übergeordneten Netzebenen. Die Eigenverbrauchsregelung würde ohne den geforderten, lokalen Netznutzungstarif zu unwirtschaftlichen Parallelnetzen führen.

### Leistungskomponente im Netznutzungstarif

Der SIA fordert die Abschaffung der bestehenden Leistungstarifkomponente im Netznutzungstarif und dafür die Einführung eines variablen Netznutzungstarifs in Funktion der jeweiligen Netzbelastung. Damit wird eine gleichmässige Auslastung des Netzes erreicht und können unnötige Ausbauten vermieden werden.

### Gleichbehandlung aller Speichertechnologien bezüglich Netznutzungstarifen

Aktuell besteht eine Sonderregelung nur für Pumpspeicherwerke. Strom, der in einem Speicher zwischengelagert wird und wieder ins Netz eingespeist wird, sollte generell und für alle Speicherarten gleich bei der Wiedereinspeisung von der Netznutzungsgebühr ausgenommen werden. Damit wird ein Anreiz für weitere Speichertechnologien und für zusätzliche Flexibilität geschaffen, was letztlich zu einer gleichmässigeren Auslastung des Netzes führt.

### Grundversorgung

Der Netzbetreiber sollte grundsätzlich nichts mit der Stromlieferung zu tun haben (Unbundling). Dieser Grundsatz soll auch für die Grundversorgung gelten. Das Angebot der Grundversorgung ist durch den Bundesrat zu regeln, z.B. könnte es schweizweit oder kantonal unter den Stromlieferanten ausgeschrieben werden. Im Rahmen einer Ausschreibung ist es möglich, den Mindestanteil der erneuerbaren Energie festzulegen und damit den massgebenden Marktpreis zu bestimmen; der Umweg über den Referenzmarktpreis kann so entfallen.

### Gesetzesredaktion

Die Vermischung von Aufgaben des nationalen Netzbetreibers, der regionalen Netzbetreiber und Stromlieferanten macht das Gesetz als Ganzes unübersichtlich. Eine bessere Strukturierung wäre wünschenswert.

### Über längere Zeit stabile, gesetzliche Rahmenbedingungen

In den letzten Jahren wurde das Stromversorgungsgesetz häufig angepasst (s. unten). Da damit die Rahmenbedingungen dauernd ändern, hemmt es alle Beteiligten (Netzbetreiber, Stromlieferanten, Gebäudeeigentümer, Planer, ...), langfristige Lösungen zu planen und in diese zu investieren. Diese Situation sollte in Zukunft vermieden werden.

Bisherige Revisionen des Stromversorgungsgesetzes vom 23.März 2007:

01.01.2018	01.10.2017
01.06.2015	01.07.2012
01.01.2009	01.05.2008
01.04.2008	01.01.2008
15.07.2007	

Wir bedanken uns für Kenntnisnahme und wohlwollende Prüfung unserer Anliegen und stehen Ihnen für einen Austausch gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Adrian Altenburger  
Vizepräsident SIA und  
Präsident Fachrat Energie



Luca Pirovino  
Verantwortlicher Energie



# Comune di Agno

---

Ufficio federale dell'energia (UFE)  
Sezione "Regolazione del mercato"  
3003 Berna  
invio per e-mail a: stromvg@bfe.admin.ch

Agno, 24 gennaio 2019

## **Presa di posizione del Comune di Agno (rappresentato dal suo Municipio) sulla revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)**

Gentili signore, egregi signori,

qui di seguito ci permettiamo sottoporvi la presa di posizione del Municipio del Comune di Agno che riprende integralmente quella delle Aziende industriali di Lugano (AIL) SA e di ESI (Associazione mantello delle Aziende elettriche della Svizzera Italiana) che condividiamo pienamente.

### **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 ci sia 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 considerano quanto sopra, dato che introducono 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

Siamo 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.

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);
- 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 EICOM e solo per la copertura di un eventuale ammanco di energia e non per fare un ridispacciamento di rete. EICOM, 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.

## EICom

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. Condividiamo 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~~ e 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 EICom 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 EICOM autorizza il prelievo della riserva. Qualora la società di rete non riesce a procurarsi l'energia necessaria né sui mercati né attraverso l'energia di regolazione sul mercato preleva l'energia necessaria dalla riserva per compensare il disequilibrio dei gruppi di bilancio come ultima misura ai sensi dell'art. 20 LAEI. 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 ESI 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 EICOM. 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.

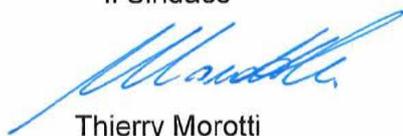
## Conclusioni

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 richieste di AIL e ESI debbano essere prese in seria considerazione.

Vogliate gradire i nostri più distinti saluti.

Il Sindaco



Thierry Morotti

PER IL MUNICIPIO

Il Segretario



Flavio Plattini



11.0001 Cro

Département fédéral de l'environnement,  
des transports, de l'énergie et de la  
communication DETEC  
Office fédéral de l'énergie  
Section régulation du marché  
3003 Berne

Par mail: stromvg@bfe.admin.ch  
Prêles, le 31 janvier 2019

**Concerne : Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEL), RS 734.7**

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

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est donnée de prendre position sur la révision de la LApEL. Notre commune est elle-même gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité (GRD) et notre prise de position est le reflet de notre engagement quotidien pour un approvisionnement sûr, économiquement efficient et respectueux de l'environnement nos citoyens et nos clients industriels depuis de très nombreuses années.

Nous nous mobilisons en permanence pour accomplir notre mission aux conditions optimales dans un environnement très changeant et de plus en plus complexe et exigeant. Conscients du besoin d'évoluer, nous avons pris pour habitude de trouver des solutions pragmatiques, grâce notamment à une coopération dynamique entre nos communes. Par une « Charte » et une société anonyme d'approvisionnement et de commercialisation « SACEN SA », dix GRD du canton du Jura et du Jura Bernois coopèrent activement dans tous les domaines de notre métier pour offrir un service de qualité et de proximité à des conditions très compétitives.

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.

Nous nous opposons 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 servent plus généralement d'intermédiaires entre producteurs et consommateurs. Par conséquent, nous n'adhérons pas à la révision de la LApEL telle que proposée.

Nous nous étonnons 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 y regardant de près, ce projet ouvrirait de nombreux chantiers administratifs, augmenterait les coûts de manière substantielle 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, nous vous faisons part des observations suivantes :

### **Position générale par rapport au projet de révision**

Notre commune soutient les deux objectifs principaux de la révision, à savoir une sécurité d'approvisionnement efficace et équitable du point de vue économique ainsi qu'une régulation efficace et transparente. Par contre nous ne comprenons pas le manque de cohérence de la proposition de révision de la LApEL par rapport à la SE2050. En effet, les diverses propositions de révision ne favorisent pas suffisamment les nouvelles productions renouvelables locales. Nous sommes en particulier persuadés qu'une ouverture totale du marché telle que proposée va très fortement décourager les investissements dans les énergies renouvelables et générer des coûts inutiles, sans pour autant amener des plus-values correspondantes pour les consommateurs finaux.

Avec la transition énergétique une augmentation substantielle du coût et de la complexité du système électrique est inévitable. Le cadre réglementaire doit essayer de limiter cette évolution en choisissant les mesures les plus efficaces. L'ouverture totale, à laquelle notre commune s'oppose, n'en fait pas partie.

Cette complexité favorisera l'émergence d'oligopoles de grands acteurs sur le marché suisse, dont les propriétaires sont partiellement publics, mais dont les stratégies ne sont aucunement au service du citoyen et du client industriel. En tant qu'infrastructure nationale stratégique, l'électricité ne doit pas être un gisement de bénéfices inadéquats. Le cadre réglementaire actuel répond à notre avis à cet équilibre. Sa révision pour forcer les acteurs du marché à diversifier leurs offres, encourager l'efficacité et les énergies renouvelables paraît bien plus importante.

### **Conditions-cadres de l'ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base**

Nous sommes opposés à une ouverture complète du marché dans des conditions de marché actuelles et prévisibles, néfastes au climat et à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Ce projet de révision ne formule pas des conditions-cadres (market design) nécessaires et suffisantes pour que les acteurs économiques puissent mieux investir dans la réalisation de la stratégie énergétique (SE2050) approuvée pour la Suisse, son économie et ses ménages. Nous ne pouvons pas adhérer aux affirmations citées dans ce projet.

Au sujet de la structure de la branche électrique, nous nous étonnons par ailleurs du fait que l'administration fédérale considère, à répétition, le nombre de GRDs suisses comme un problème plutôt qu'une partie décisive de la solution, car cette diversité de GRDs, très majoritairement multi

fluides, permet d'innover et il revient à ces acteurs de réaliser localement et concrètement, avec les consommateurs, la transition énergétique.

A certaines conditions, nous pouvons admettre que l'intégration dans un système européen est indispensable à une sécurité d'approvisionnement économiquement efficiente. Néanmoins, nous nous opposons à une ouverture totale du marché pour les motifs suivants :

- Une ouverture totale du marché semble requise pour l'accès au marché européen. Mais elle n'est pas une condition suffisante ; il faudra d'autres engagements politiques bien plus importants. Cet accès bénéficierait principalement aux grands groupes producteurs suisses, alors que les coûts de l'ouverture seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs. En tant que distributeurs multi fluides communaux, nous ne voyons aucun intérêt pour les clients finaux, ménagers et industriels.
- Une intégration technique et commerciale dans le système européen est possible sans ouverture totale. Les systèmes électriques européens et suisses ont toujours été interconnectés, ils le sont et continueront de l'être. Les lois de la physique sauront raisonner les hommes et les besoins techniques réciproques continueront d'être couverts à travers des échanges emprunts de bon sens. Les difficultés d'alimentation des régions limitrophes, comme par exemple le Sud de l'Allemagne ou la France, pourront constituer de belles opportunités commerciales bilatérales.
- La sécurité d'approvisionnement ainsi atteinte coûtera éventuellement plus chère, mais ce coût ne dépassera pas celui de la libéralisation du système. Au moins, il sera réparti de manière équitable entre tous les acteurs.
- Avec la réglementation actuelle et grâce à leur accès aux marchés de gros nos GRD réussissent à s'approvisionner aux meilleures conditions. La marge des intermédiaires a disparu. Une ouverture totale du marché n'apporterait pas d'amélioration dans ce domaine.
- Actuellement, le bénéfice sur l'énergie est régulé. L'expérience internationale montre que la baisse des marges observée sur les clients actifs en termes de changement de fournisseur est largement compensée par l'augmentation de la marge auprès de la grande partie des clients inactifs. De plus, sans ouverture complète, les efforts de promotion et de commercialisation pourraient être économisés.
- La concurrence stimule l'innovation et la qualité des services. Ces améliorations s'observent dès à présent en Suisse sous l'effet de la digitalisation et l'avènement des services énergétiques. Les GRD à tous les niveaux développent de nouveaux services et prestations et améliorent leur service à la clientèle dans un régime concurrentiel. Ces nouveaux services sont, de fait, déjà dans un marché libre.

Nous demandons qu'une ouverture totale soit conditionnée par l'obligation amenée par un éventuel accord global avec l'Europe.

Nous sommes opposés au dispositif d'approvisionnement de base nouvellement proposé. Il serait inopérant et nous semble par conséquent politiquement trompeur. En effet, dans un marché ouvert il n'est pas possible d'imposer aux GRD responsables de l'approvisionnement de base la charge d'un produit suisse renouvelable, à un tarif limité au prix de marché, et de reposer sur ce seul support incertain (à option libre des petits consommateurs) pour développer la production renouvelable suisse. Si durant les années 2009 à 2018 jusqu'à 4 milliards de francs (estimation Handelszeitung / Enerprice de nov. 2018) avaient pu être obtenus hypothétiquement par les consommateurs dans un marché en concurrence, la production helvétique aurait été affaiblie de cette somme, avec les conséquences diamétralement opposées aux objectifs de la SE2050 et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De plus, les surcoûts liés à la complexification du marché par la libéralisation auraient certainement dépassé les économies potentielles.

L'ouverture partielle connue actuellement agit au moins comme stabilisateur économique smart et déterminant. Il faut préserver cet atout.

Nous demandons de préserver, en substance et a minima, les avantages de l'approvisionnement de base actuel basé sur les coûts imputables d'un approvisionnement diversifié (production, contrats long-terme) 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.

Les modalités proposées pour l'approvisionnement de base devraient être revus pour corriger les défauts suivants :

- Le référencement au prix du marché et l'option de retour enlèvent à l'approvisionnement de base leur rôle de protecteur des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables. Ce manque doit être compensé soit par un mécanisme lié à la formation des prix dans l'approvisionnement de base, soit par un autre mécanisme à déterminer hors approvisionnement de base. Il est trop tôt pour intégrer ces nouvelles technologies dans le marché.
- Il faut impérativement supprimer l'imposition prévue de la qualité du produit de base. Cette dernière pousse tous les GRD et leurs clients dans les bras de l'oligopole des producteurs et des négociants de garanties d'origine. Déjà depuis 2017, ce marché semble générer des rentes oligopolistiques inadmissibles aux dépens du consommateur final. Cette situation est d'ailleurs très représentative des risques de l'ouverture totale du marché. Une régulation beaucoup plus stricte doit être mise en place plutôt que proposer une libéralisation aux conséquences économiques désastreuses pour les clients finaux.  
L'existence de plusieurs produits en approvisionnement de base est inutile et augmente la complexité à la fois pour le contrôle de l'adéquation des tarifs que pour la comparaison des acteurs.

### **Tarifs d'utilisation du réseau**

Notre commune soutient toute modification qui favorise la solidarité entre tous les utilisateurs des réseaux publics et qui encourage le développement des productions renouvelables et l'efficacité énergétique.

La désolidarisation croissante provoquée par l'autoproduction, associée à une probable augmentation des tarifs d'acheminement et des taxes, crée une injustice sociale et risque de faire émerger une société énergétique à deux vitesses. Une trop forte proportion d'autoconsommation exempte du financement des infrastructures met en danger à terme la mission universelle d'approvisionnement par le GRD.

Les réseaux publics doivent être financés de manière équitable par tous les utilisateurs, quel que soit leur degré d'autoproduction. Ainsi, nous encourageons l'OFEN à développer des modèles de tarification des réseaux qui vont plus loin que le 50% proposé, en basant la tarification par exemple sur l'énergie consommée au point de soutirage et non pas uniquement sur l'énergie soutirée au réseau.

Concernant le report de coût entre niveaux de réseaux et pour promouvoir les productions décentralisées qui injectent sur les réseaux de distribution inférieurs, notre commune salue l'abandon du principe dit de « l'énergie brute » en faveur de « l'énergie nette ». Nous acceptons également une composante puissance de 90% pour le report des coûts. Par cohérence, nous proposons que cette proportion puisse être appliquée à la tarification d'utilisation de tous les niveaux de réseau jusqu'à la distribution (NR7).

## **Rôle d'un centre de données (datahub) national pour assurer l'efficacité des échanges de données dans un marché de l'électricité ouvert**

Le renoncement à l'ouverture totale du marché nous affranchira du développement coûteux d'un ou de plusieurs système d'échange de données et des risques de sécurité de données inhérents. Des exemples européens, dont la Belgique, ont démontré à quel point ces centres de données sont extrêmement coûteux. En cas d'ouverture, de tels centres seraient malheureusement nécessaires, au détriment des clients finaux.

La définition et la publication trop tardive des spécifications pour ces échanges mèneront à des investissements inadéquats, comme cela est actuellement le cas dans le Smart Metering.

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 des 15 à 20'000 clients libres. 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 pour les 99% ou environ 5 millions de consommateurs suisses.

Nous sommes également 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. Nous nous opposons à complexifier ce système et demandons de supprimer l'art. 17b-ter.

### **Modalités de la réserve de stockage**

Nous sommes favorables à un nouveau dispositif d'assurance de l'approvisionnement, à condition d'admettre au niveau de la loi notamment aussi le consommateur final comme contributeur. Il s'agit d'accorder la possibilité, par des mesures de type « demand side management » (DSM), de participer à cette contractualisation annuelle de la 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. De telles centrales devraient donc également pouvoir se qualifier pour participer à cette réserve d'énergie pour quelques jours ou semaines.

Dans un objectif de sécurité d'approvisionnement et dans le contexte d'une transition énergétique à venir, notre commune est favorable à la création et la gestion de la réserve stratégique de stockage aux conditions suivantes :

- Les technologies qui ne génèrent pas de CO<sub>2</sub> doivent être dans tous les cas favorisés par rapport à des réserves thermiques.
- Une régulation stricte doit être mise en place pour éviter la formation d'une rente oligopolistique.
- La plus-value financière obtenue par les exploitants de la réserve doit être considérée dans le cadre d'éventuelles mesures de soutien financières supplémentaires.
- 

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. (...)* »

## **Modalités de la régulation Sunshine et impact de cette régulation en termes d'efficacité**

Notre commune est favorable à une régulation stricte, transparente, solide et stable dans le temps. Par son approche pragmatique, la régulation Sunshine peut être l'outil adéquat.

La baisse de CHF 95.- à 75.- du bénéfice autorisé sur l'énergie en approvisionnement de base montre que ce système peut être utilisé de manière pragmatique et efficace comme outil de régulation en termes d'efficacité.

Cependant, par rapport aux pratiques actuelles et aux éléments proposés dans la révision, nous insistons sur la nécessité de distinguer entre les coûts hérités par un GRD des réseaux amonts et les coûts internes générés par sa propre activité. À ce jour, environ 40% des coûts composants des tarifs d'acheminement sont imposés par les réseaux amonts. Tous les acteurs devraient être mesurés et comparés sur les éléments qu'ils peuvent influencer dans leur rôle respectif, et pas uniquement les distributeurs finaux qui héritent des coûts de toute la chaîne amont.

En revanche, il serait précipité d'introduire à ce stade, au niveau de la loi, une prédétermination impliquant l'introduction d'une « régulation incitative » formelle. L'annonce de l'introduction possible d'un régime de régulation incitative provoque immédiatement l'anticipation de certains investissements et donc un renforcement non-désiré de l'intensité capitalistique des réseaux. Nous demandons de supprimer la disposition de l'art. 22a al. 3 et de ne formaliser aucune tâche nouvelle et supplémentaire de l'OFEN dans ce domaine.

Nous vous assurons que les GRD communaux, dans leur esprit de service public, feront tout pour se conformer aux incitations transparentes et argumentées. En contrepartie, nous demandons que la régulation soit équitable envers tous les acteurs. Nous ne voulons pas que nos efforts soient utilisés pour maintenir ou augmenter les bénéfices des grands groupes.

## **Maintenir la priorité aux énergies renouvelables**

Avec la proposition d'abroger l'actuel art. 13 al. 3 LAPeI, c'est surtout la priorité au courant issu de sources renouvelables lors de l'attribution des capacités de réseau qui se voit supprimée. Dans le contexte où la Stratégie énergétique 2050 doit orienter l'approvisionnement en énergie de la Suisse davantage vers le renouvelable, cette proposition de suppression irrite. Même en tenant compte du fait que les privilèges pour certaines technologies de production ne sont pas faciles à mettre en œuvre, le fait de renoncer à une priorité pour les énergies renouvelables ne peut se justifier que si les coûts environnementaux se reflètent dans le prix du courant (en particulier celui issu de sources non renouvelables). En outre, le Conseil fédéral se contredit lorsqu'il parle de privilégier certaines capacités de production lors de l'attribution des capacités transfrontalières de réseau. Car il y a deux ans, le gouvernement a soutenu l'initiative parlementaire 15.430, qui demandait justement la suppression des priorités aux énergies renouvelables dans le réseau de transport transfrontalier.

## **Modalités de la régulation des flexibilités**

Nous sommes favorables, sur le principe, à l'attribution des flexibilités aux véritables détenteurs et à l'exploitation contre rétributions de celles-ci (art. 17b-bis). Toutefois, il faut éviter de sur-administrer cet instrument évolutif de gestion des réseaux. L'exploitation rémunérée des flexibilités est par ailleurs possible aussi en ouverture partielle du marché de l'électricité. Pour les réseaux il y aura un effet double encore très incertain : 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 (charges ponctuelles des véhicules électriques) et, par le dimensionnement optimisé des réseaux, limiter l'augmentation des coûts de réseau.

Le GRD local doit disposer de tous les moyens pour assurer l'exploitation sûre et efficace de son réseau local de distribution. Dans cet objectif, nous exigeons que tout contrat d'utilisation de flexibilité par un acteur autre que le GRD local soit soumis à autorisation de celui-ci. Ce dernier doit également disposer de la possibilité technique et contractuelle de bloquer, respectivement de libérer un signal de télécommande émis par un acteur tiers sur une installation raccordée au réseau local. Rappelons également que l'intervention imprévue par un tiers sur la flexibilité d'un client alimenté par un autre fournisseur ou GRD augmente le coût de l'approvisionnement de ce dernier.

Pour éviter des investissements inadéquats, nous demandons à l'OFEN de préciser le plus rapidement possible les règles opérationnelles pour l'utilisation des flexibilités.

### **Ouverture des systèmes de mesure**

Nous nous opposons à la libéralisation partielle des systèmes de mesure en raison des risques concernant la fiabilité et la qualité des données pour les parties prenantes. Pour le consommateur la régulation actuelle et prévue nous semble davantage garante de conditions appropriées que la « captivité contractuelle » non transparente auprès d'un prestataire de mesure tiers. Les changements législatifs sont beaucoup trop fréquents (imputabilité et mutualisation des coûts de comptage dès 2018 ; obligation de déployer les smart meters à l'horizon 2027 ; proposition de libéralisation partielle à l'horizon 2023). 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) et se trouve en très forte évolution technologique. La libéralisation partielle du système de mesure serait disproportionnée, car elle tente de 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.

### **Sensibilisation aux économies d'électricité**

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. Les efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique contribuent à maîtriser les coûts de réseau. Les résultats sont tangibles, comme le démontre les retours d'expérience de différents programmes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

### **Contrôle suisse de Swissgrid**

Selon le droit en vigueur, Swissgrid est une société anonyme privée qui doit veiller à ce que son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes (art. 18, al. 3 LApEl). Afin d'assurer ce contrôle suisse, l'alinéa 4 prévoit en plus un droit de préemption pour les cantons, les communes et les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse. Lors des transferts d'actions de ces dernières années, ce droit de préemption prescrit par la loi n'a pas été respecté ; on a plutôt appliqué une disposition statutaire qui va au-delà du texte de loi et qui accorde aux actionnaires existants une sorte de droit de pré-emption. A cet égard, il est incompréhensible que le Conseil fédéral ait accepté cette disposition statutaire (voir art. 19 al. 1 LApEl) et qu'il ait aussi toléré tacitement cette violation de la loi.

La modification qui est proposée clarifie certes les conditions-cadres formelles du droit de préemption, mais elle conduit aussi à une discrimination des communes, qui ne peut être justifiée ni objectivement, ni sur le plan de la procédure. C'est pourquoi nous demandons que les cantons et les communes soient traités sur pied d'égalité dans l'ordre de priorité du droit de préemption nouvellement défini.

Pour finir, nous regrettons que le volet « technique » de cette révision de la LApEI ne renforce pas de façon claire les acteurs économiques responsables d'une infrastructure essentielle. Le système électrique est vulnérable et risquerait de se trouver fragilisé par la multitude de retouches proposées du cadre légal. Une forte augmentation de la complexité et des coûts, sans parler de l'inconfort des citoyens face aux futures et innombrables campagnes commerciales, se feraient au détriment du porte-monnaie des clients finaux, des objectifs de la SE 2050 et de la politique climatique suisse.

Nous vous remercions de la prise en compte de notre prise de position et de nos demandes et vous transmettons, Madame la Conseillère fédérale, Monsieur le Directeur, Mesdames, Messieurs, nos salutations les meilleures.

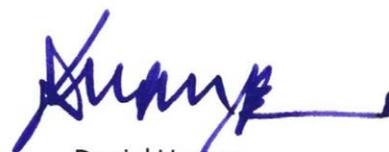
**Au nom du Conseil communal**

*Le Maire*



Raymond Troehler

*Le Secrétaire*



Daniel Hanser