



Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

**Christian Winzer**

Dr.  
Dozent  
christian.winzer@zhaw.ch

SV 06.17  
Bahnhofplatz 12  
CH-8400 Winterthur  
Tel. +41 76 778 97 03  
Fax -  
Tel. Zentrale +41 58 934 71 71  
Fax Zentrale -

Winterthur, 27. Dezember 2018

[www.zhaw.ch/sml](http://www.zhaw.ch/sml)

### **Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Anbei übersenden wir Ihnen unsere Rückmeldung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes.

Wir danken den Kollegen der ZHAW sowie der Universität Basel für den konstruktiven Austausch und ergänzende Vorschläge im Rahmen gemeinsamer Workshops und Meetings.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Winzer'.

Christian Winzer

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Regina Betz'.

Regina Betz

Rückmeldung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes

## Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Stellungnahme werden folgende Massnahmen vorgeschlagen:

**Vorschlag 1:** Aufbau eines begleitenden Monitorings zur Markttöffnung

**Vorschlag 2:** Deckelung der Beschaffungskosten für strategischen Reserve

**Vorschlag 3:** Verursachergerechte Netzentgelte durch:

- a. Einheitlichen Ansatz zur Kostentragung und –wälzung auf allen Netzebenen
- b. Aufteilung der Netzkosten auf Basis periodischer Kostentreiberanalysen
- c. Beteiligung der Erzeuger an den durch sie verursachten Netzkosten
- d. Genehmigung von Feldstudien zu innovativen Netzentgeltmodellen

**Vorschlag 4:** Adäquate, marktbasierende Anreize für Flexibilität durch:

- a. Ausweitung des Flexibilitätsbegriffes auf nicht-steuerbarer Lasten
- b. Kostenfreien Flexibilitätsnutzung nur in klar definierten, ökonomisch sinnvollen Ausnahmen
- c. Energieliefertarife auf Basis von Marktpreisen für Eigenverbraucher

**Vorschlag 5:** Effizienter und sicherer Netzbetrieb durch:

- a. Effiziente Bewirtschaftung innerschweizerischer Netzengpässe
- b. Verursachergerechte Kostentragung für manuelle Lastabwürfe und Redispatch Massnahmen

In den nachfolgenden Abschnitten werden diese Vorschläge entlang der Kapitelstruktur aus Abschnitt 1.3 des erläuternden Berichts zur Vernehmlassungsvorlage (BFE, 2018) näher beschrieben. Zwischen den einzelnen Vorschlägen bestehen jedoch durchaus Wechselwirkungen, die im Rahmen eines ganzheitlichen Marktdesigns zu berücksichtigen sind. Beispielsweise ermöglicht die Ausweitung des Flexibilitätsbegriffes auf nicht steuerbare Lasten (Vorschlag 4a) eine marktbasierende Ermittlung des value of lost load (VOLL). Dieser sollte dafür eingesetzt werden, sowohl die strategische Reserve (Vorschlag 2) als auch die Auslegung der Stromnetze effizient zu dimensionieren. Aufgrund der Auswirkung auf den Netzausbaubedarf sollten die Preise für steuerbare und nicht-steuerbare Flexibilität somit auch im Rahmen der Kostentreiberanalyse als mögliche Umlagegrösse für die Aufteilung der Netzkosten (Vorschlag 3b) berücksichtigt werden. Die Einführung eines regulierten Datahubs (Vorschlag 1) würde die Sammlung der für eine solche Kostentreiberanalyse erforderlichen Informationen bezüglich der Preise für steuerbare und nicht-steuerbare Flexibilität erheblich erleichtern.

## Vollständige Marktöffnung

Die vollständige Marktöffnung bietet grundsätzlich die Chance durch freie Anbieter Wahl die Preise für Endkunden zu senken und Innovationen zu fördern. Wie die Erfahrung aus anderen Ländern zeigt, bedarf es hierfür jedoch gegebenenfalls weiterer Massnahmen zur Erhöhung der Transparenz (Huck and Zhou, 2011).

**Vorschlag 1:** *Um die Notwendigkeit weiterer Massnahmen zu prüfen, sollte in einem ersten Schritt eine geeignete Instanz (z.B. ECom, BFE) damit beauftragt werden, ein begleitendes Monitoring durchzuführen und hierfür unter anderem die folgenden Daten zu sammeln:*

1. *Konditionen aller im Markt angebotener Tarife*
2. *Anzahl Kunden, welche die verschiedenen Tarife jeweils abonniert haben*
3. *Merkmale der Kunden, die zur Berechnung des Einsparpotenzials aus anderen Tarifen benötigt werden (z.B. jährlicher Energieverbrauch, maximale Bezugsleistung etc.)*

*Insbesondere die Punkte 2 und 3 liessen sich durch die Einführung eines DataHubs deutlich vereinfachen.*

## Speicherreserve

Die Einführung einer strategischen Reserve ist grundsätzlich gut dafür geeignet, die energieseitige Versorgungssicherheit weiter zu erhöhen. Durch die Reserve erfolgt darüber hinaus eine Verknappung der im freien Markt verfügbaren Energiemenge. Der daraus resultierende Preisanstieg verbessert somit auch die Anreize für Investitionen in neue Kapazität.

Gemäss der aktuellen Vorlage sollen die Kriterien zur Dimensionierung der strategischen Reserve durch den Bundesrat festgelegt werden (Art 8a, Abs.6, lit. a StromVG). Die politische Festlegung der Beschaffungsziele – z.B. in Form einer Mindestdauer für die Eigenversorgung – birgt jedoch die Gefahr einer Überdimensionierung (Newbery, 2016), deren Kosten die Konsumenten zu tragen hätten.

**Vorschlag 2:** *Um eine ineffiziente Dimensionierung der Reserve zu verhindern, sollten die Kosten für die Beschaffung der Reserve gedeckelt werden, so dass sie die gemäss Adequacy Analyse ohne die Reserve erwarteten Stromausfall-Kosten nicht übersteigen. Der für die Berechnung der Stromausfall-Kosten benötigte Value-of-Lost-Load (VOLL) kann aus der Zahlungsbereitschaft der Endkunden für steuerbare und nicht-steuerbare Flexibilität ermittelt werden (siehe Vorschlag 4a).*

## Stärkung der Verursachergerechtigkeit der Netznutzungstarifrierung

Die Bestrebung einer verursachergerechten Umlage der Netzkosten wird begrüsst, da Netzan schlussnehmer dadurch einen effizienten Anreiz erhalten Ihre Einspeisungen und Entnahmen netz dienlich zu gestalten. Verursachergerechte Netznutzungstarife bewirken, dass lokale Massnahmen zur Anpassung der Produktion oder des Verbrauches genau dann eingesetzt werden, wenn dies volkswirtschaftlich günstiger ist als der Netzausbau. Durch die in der Revisionsvorlage enthaltenen Anpassungen der Netznutzungsentgelte wird dieses Ziel jedoch noch nicht erreicht. In dem Rest dieses Abschnittes werden verschiedenen Abweichungen der aktuellen Gesetzesvorlage von dem Verursacherprinzip erläutert und mögliche Korrekturen vorgeschlagen.

### Abweichende Ansätze für verschiedene Netzebenen

Die dem Netz entnommene Energie verursacht lediglich einen kleinen Teil der Netzkosten. Im Sinne der Verursachergerechtigkeit ist die Absenkung der (Mindest-)Arbeitskomponenten beim Wäl zungstarif für die Übertragungsnetzkosten (Art. 15 StromVV) sowie bei den Netzentgelten für kleine Endverbraucher (Art. 14, Abs. 3<sup>bis</sup> StromVG) somit ein Schritt in die richtige Richtung. Die Effizienz der aktuellen Vorschläge kann jedoch noch deutlich verbessert werden.

Unterschiedliche Vorgaben für die Verteilung der Kosten des Übertragungsnetzes (Arbeitskompo nente: 10%) und Verteilnetzes (Mindestarbeitskomponente 50%), die nicht durch abweichende Kos tenverursachung begründet sind, führen jedoch zu Marktverzerrungen. Dies kann dazu führen, dass Verbraucher oder Erzeuger an das Verteilnetz angeschlossen werden, obwohl ein Anschluss auf Übertragungsnetzebene aus Systemsicht kostengünstiger wäre, und umgekehrt. Eine gesetzliche Vorgabe der Spannungsebene gemäss Art. 5, Abs. 5 StromVG wird dieses Problem nur unzu reichend korrigieren, da es den Netzan schlussnehmern nicht ermöglicht die Vor- und Nachteile des Anschlusses auf verschiedenen Netzebenen selbst, anhand ihrer internen Kostenstruktur und Be dürfnisse abzuwägen.

**Vorschlag 3a:** *Um dies zu vermeiden, sollte auf allen Netzebenen ein einheitlicher Ansatz für die Kostentragung und -wälzung verwendet werden, der sich an dem Beitrag zu den Netzausbaukosten orientiert.*

### Pauschale Kostenaufteilung

Darüber hinaus ist das aktuelle Vorgehen einer gesetzlichen festgelegten, pauschalen Kostenauf teilung jedoch auch prinzipiell zu hinterfragen.

Einerseits werden politisch festgelegte Kostenaufteilungen mit grosser Wahrscheinlichkeit von dem tatsächlichen Beitrag verschiedener Kostentreiber zu den Netzkosten abweichen. Beispielsweise sieht die aktuelle Revision des StromVG vor, die Kosten des Übertragungsnetzes zu 90% über eine Leistungskomponente zu wälzen, welche sich aktuell auf Basis der monatlichen, individuellen Höchstlast einzelner Netzan schlussnehmer berechnet, und kleinen Kunden im Verteilnetz die Netz kosten zu mindestens 50% über eine Arbeitskomponente zu verrechnen. Im Gegensatz dazu kom men aktuelle Studien für Deutschland (BMU and Fraunhofer ISI, 2016; Consentec and Fraunhofer ISI, 2018) zu dem Schluss, dass die Kosten für den Netzausbau massgeblich durch die Anzahl und Lage (ca. 60-70% der Kosten) der Netzan schlüsse, sowie deren vertragliche Anschlussleistung (je nach Szenario ca. 25%-45% der Kosten) bzw. ihrem Beitrag zur Netzhöchstlast beeinflusst werden. Dies würde eher dafür sprechen einen grösseren Teil der Netzkosten über eine Grundkomponente, die vertragliche Anschlussleistung, oder den Beitrag zur Systemhöchstlast (anstatt der individuel len, monatlichen Höchstlast) zu verrechnen.

Andererseits hängt das Mass, in dem die verschiedenen Kostentreiber einen Einfluss auf die Netzkosten haben, stark davon ab, wie die Netze aktuell ausgelegt sind (Überkapazität vs. Engpässe), wie schnell Änderungen eintreten (Umbau im Zuge regulärer Erneuerungszyklen vs. Umbau vor Ablauf der Lebenszeit) usw. (BMU and Fraunhofer ISI, 2016; Consentec and Fraunhofer ISI, 2018). Da die Energiestrategie eine Transformation des Energiesystems beabsichtigt (tieferer Verbrauch, mehr Erneuerbare, Sektorkopplung usw.), ist davon auszugehen, dass die auf Basis des «Status Quo» ermittelten Gewichte verschiedener Kostentreiber sich im Laufe der Zeit ändern werden.

**Vorschlag 3b:** *Anstelle der aktuell vorgesehenen, pauschalen Regeln zur Aufteilung der Netzkosten sollte eine geeignete Institution, wie z.B. die EICom, damit beauftragt werden, ein Verfahren zur Analyse der Kostentreiber verschiedener Komponenten der Netzkosten zu entwickeln (siehe z.B. (Pérez-Arriaga and Bharatkumar, 2014)). Auf Basis dieses Verfahrens sollten die Gewichte für die Aufteilung der Kosten über verschiedene Tarifkomponenten periodisch (z.B. jährlich) aktualisiert werden. Um dies zu ermöglichen, sollten die Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, der EICom die hierfür benötigten Zusatzdaten (z.B. Netztopologie, Alter und Restbuchwert der Netzelemente) zu liefern.*

#### Ausspeiseprinzip

Je nach Netzgebiet sind die Kosten des Netzausbaus jedoch nicht nur durch die Entnahmen, sondern zum Teil auch die Einspeisung getrieben, z.B. (Swissgrid, 2015, p. 148). Dem wird durch die Umstellung auf das Betragsnetto-Prinzip für die Kostenwälzung ansatzweise Rechnung getragen. Das Festhalten an dem Ausspeiseprinzip führt jedoch zu Fehlanreizen, da Erzeuger – in Kombination mit der aktuellen Definition und Kostentragung für Netzanschlussanlagen - keinen ausreichenden Anreiz haben, die durch ihre Standortwahl entstehenden Netzkosten zu berücksichtigen. Darüber hinaus lässt sich das Ausspeiseprinzip angesichts der Sektorkopplung zunehmend schwer umsetzen, da es immer schwerer wird zu unterscheiden, welcher Teil der dem Stromnetz zu einem bestimmten Zeitpunkt entnommenen Energie tatsächlich «verbraucht» oder lediglich für die spätere Einspeisung zwischengespeichert wurde, z.B. im Fall einer späteren Entnahme der im Gasnetz zwischengespeicherten Energie durch andere an das Gasnetz angeschlossene Endverbraucher; oder bei Teilentladung der Mittags im Geschäft aufgeladenen Autobatterien zu Abendstunden im Verteilnetz des Wohngebietes.

**Vorschlag 3c:** *Anstelle des Ausspeiseprinzips, sollen die Netzkosten entsprechend der messbaren Kostentreiber des Netzausbaus, wie der Anzahl Netzanschlüsse, gesicherten Leistung, Beitrag zur Netzhöchstlast etc. umgelegt werden, unabhängig davon, welche Arten von Lasten (oder Erzeugern) diese verursachen.*

#### Einschränkung für Feldstudien

Vor einer flächendeckenden Einführung neuartiger Netztarife ist es zunächst ratsam, deren Wirkung in verschiedenen Pilotprojekten zu testen. Gemäss der EICom gelten für Pilotprojekte jedoch die gleichen gesetzlichen Grundlagen wie für die ordentlichen Tarife (EICom, 2018a). Aufgrund dieser Einschränkung ist es derzeit kaum möglich, in Feldstudien die Wirkung von Tarifen zu testen, welche zu einer Verbesserung der gesetzlichen Vorgaben zu den Tarifstrukturen führen würden.

**Vorschlag 3d:** *Nach Genehmigung durch das BFE, sollten Feldstudien auch Netztarife testen dürfen, die von den aktuellen gesetzlichen Vorgaben abweichen.*

## Flexibilitäten

Der zunehmende Einsatz von Flexibilität als Alternative zum Netzausbau (Art. 17b<sup>bis</sup>, Abs.3) ist wirtschaftlich sinnvoll, da Kosten für Nachfrage- und Produktionsanpassungen angesichts der Sektorkopplung und der Entwicklungen im Batteriemarkt weiter fallen werden. Mit Ausnahme von Speichern im Besitz des Netzbetreibers<sup>1</sup>, oder über Langfristverträge abgesicherter Flexibilität bedeutet die Berücksichtigung von Flexibilität als Alternative zum Netzausbau jedoch auch ein zunehmendes Risiko von Netzengpässen falls die Flexibilität nicht in der erhofften Höhe verfügbar ist. Aktuell fehlt eine klare Richtlinie dafür ob, und in welchem Mass die Netzbetreiber dieses Risiko eingehen dürfen<sup>2</sup>. Darüber hinaus enthalten die aktuellen Regelungen verschiedene Ausnahmen, die den Anreiz für Verteilnetzbetreiber verfälschen effizient zwischen den Kosten des Netzausbaus und den Kosten und Risiken der Flexibilitätsnutzung abzuwägen. Im Rahmen dieses Abschnittes werden diese Probleme näher beschrieben, und Lösungen vorgeschlagen, um sowohl Netzbetreibern als auch Endkunden effiziente Anreize für den Einsatz von Flexibilität zu geben.

### Zu eng definierter Flexibilitätsbegriff

In der aktuellen Vorlage bezieht sich der Flexibilitätsbegriff nur auf „Flexibilität, die mit der Steuerbarkeit des Bezugs, der Speicherung oder der Einspeisung von Elektrizität verbunden ist“ (Art. 17<sup>bis</sup>, Abs. 1 StromVG). Bei den Endkunden verursacht jedoch auch die Unterbrechung von nicht-steuerbaren Einspeisungen und Lasten, beispielsweise im Rahmen von Wartungsarbeiten oder bei Stromausfällen, Kosten.

Solange die *Netzbetreiber* die Kosten für nicht-steuerbare Lasten nicht erstatten müssen, haben sie unter Umständen einen zu niedrigen Anreiz, die Kosten nicht-steuerbarer Unterbrechungen im Rahmen ihrer Planung zu berücksichtigen und zu senken, in dem sie z.B. auf günstigere, steuerbare Lasten zugreifen, oder die Ausserbetriebnahme von Netzelementen entsprechend optimieren. Die Veröffentlichung der Unterbrechungshäufigkeit verschiedener Netzbetreiber im Rahmen der Sunshine Regulierung erhöht zwar grundsätzlich den Anreiz, die Häufigkeit nicht-steuerbarer Unterbrechungen zu senken. Solange die Kosten der nicht-steuerbaren Unterbrechungen nicht durch die Endkunden festgelegt werden, kann dieser Anreiz jedoch entweder zu tief, oder zu hoch ausfallen. Ein zu hoher Anreiz würde beispielsweise dann resultieren, wenn aus der Sunshine-Regulierung ein politischer Druck auf die Netzbetreiber entsteht die Unterbrechungshäufigkeit zu senken, obwohl es angesichts der tatsächlichen Kosten für nicht-steuerbare Flexibilität effizienter wäre, die Unterbrechungshäufigkeit zugunsten tieferer Netzkosten zu erhöhen.

Solange die *Endkunden* für die Bereitstellung von nicht-steuerbarer Flexibilität nicht vergütet werden – z.B. durch tiefere Netzentgelte, haben auch sie keinen Anreiz diese bereitzustellen. Dabei könnten manche Endkunden aufgrund der niedrigen Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen

---

<sup>1</sup> Der Betrieb von Speichern durch die Netzbetreiber ist aus regulatorischer Sicht kritisch, da Netzanlagen einerseits aufgrund des Unbundling nicht für den Handel am Strommarkt eingesetzt werden dürfen. Andererseits könnten durch den Einsatz am Markt Zusatzlöse erzielt werden, die die Kosten der Flexibilitätsbereitstellung für das Netz senken würden. Eine Möglichkeit beiden Anforderungen gerecht zu werden besteht in dem Abschluss von Langfristverträgen, welche den Zugriff auf die Flexibilität unabhängiger Speicherbetreiber regeln. Im Fall von Haushalten, oder Elektromobilität ist eine langfristige Vertragsbindung jedoch häufig nicht möglich.

<sup>2</sup> Aufgrund ihrer Verpflichtung gemäss Art. 8 StromVG haben die Netzbetreiber weiterhin einen Anreiz, das Netz so weit auszubauen, dass der Einsatz von nicht über Langfristverträge garantierter Flexibilität für das Engpassmanagement nur vergleichsweise selten erforderlich ist. Dadurch wiederum sinken die Einnahmen, welche die Eigentümer von Flexibilität erzielen können.

(aktuell ca. alle 3 Jahre eine Stunde (ECom, 2018b)) durchaus bereit sein, nicht steuerbare Unterbrechungen zu einem deutlich tieferen Preis anzubieten, wenn sie dadurch einen Teil der Netzentgelte sparen könnten. Gleichzeitig könnte der Netzausbaubedarf durch die Bereitstellung derartiger „nicht-steuerbarer“ Flexibilität auch dann spürbar gesenkt werden, wenn sich deren individuelle Erschliessung durch intelligente Steuergeräte aufgrund der tiefen Aktivierungsfrequenz nicht lohnt.

**Vorschlag 4a:** *Der Flexibilitätsbegriff sollte auf nicht-steuerbare Lasten ausgeweitet werden. Für die Unterbrechung von nicht-steuerbaren Lasten sollte eine ausreichend hohe, pauschale Entschädigung eingeführt werden, z.B. in Höhe eines durch die ECom geschätzten Value-of-Lost-Load (VOLL). Darüber hinaus sollten Endkunden die Möglichkeit haben, ihre Netzentgelte durch die Wahl eines davon abweichenden, individuellen Entschädigungsniveaus für die Einschränkung ihrer Netznutzung zu senken (vergleiche Vorschlag 3b). Die so ermittelte Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit sollte bei der Dimensionierung der strategischen Reserve und der Netze berücksichtigt werden (Vergleiche Vorschlag 2, sowie (Schleinger and Winzer, 2018)).*

#### Kostenfreien Nutzung von Flexibilität

Grundsätzlich macht es Sinn, die Netzbetreiber dazu zu ermächtigen Flexibilität gegen angemessene Vergütung netzdienlich zu nutzen (Art. 17bis StromVG). Im Gegensatz dazu könnte die Nutzung von Flexibilität gemäss bei „unmittelbarer, erheblicher Gefährdung des sicheren Netzbetriebes“ jedoch kostenfrei erfolgen (Art. 17<sup>bis</sup>, Abs. 4, lit. c des StromVG), wenn die Abwendung der Gefährdung nicht „zumutbar“ gewesen wäre. Je nach Auslegung des Zumutbarkeitskriteriums kann diese Regelung ggf. den Anreiz für die Netzbetreiber untergraben, sich um eine vertragliche Regelung oder angemessene Vergütung für Flexibilität zu bemühen. Dabei wird die ökonomische Anreizwirkung derartiger Ausnahmen nicht ausreichend berücksichtigt. In jedem Fall entsteht durch die Unklarheit bezüglich der Definition der Zumutbarkeit ein rechtliches Risiko.

**Vorschlag 4b:** *Die kostenfreie Flexibilitätsnutzung sollte auf solche Fälle eingeschränkt werden, in denen dies ökonomisch sinnvoll ist. Die daraus resultierenden Anwendungsfälle für die kostenfreie Flexibilitätsnutzung sollten durch Auflistung konkreter Beispiele präzisiert werden. Beispielsweise könnte es Sinn machen die Vergütung von Flexibilität auszusetzen, wenn deren Abruf durch Force Majeure Ereignisse wie Krieg, Erdbeben etc. hervorgerufen wurde; oder im Fall von Sabotage, da andernfalls ein Anreiz entstehen könnte, die Netze zu sabotieren um Flexibilitätsabrufe zu provozieren und dafür entlohnt zu werden.*

#### Fehlender Anreiz für Flexibilitätseinsatz am Markt

Zusätzlich zu der gemäss Revision StromVG vorgesehenen vertraglichen Regelung für den Zugriff Dritter auf Flexibilität kann der systemdienliche Einsatz von Flexibilität auch durch die Endkunden selbst erfolgen. Insbesondere Endkunden, die über geeignete Steuergeräte (z.B. für lokale Produktion und Speicher) verfügen, können durch geeignetes Lastmanagement im Zuge der Eigenverbrauchsoptimierung dazu beitragen, die volkswirtschaftlich Kosten der Stromproduktion zu verringern, in dem sie ihren Energiebezug aus dem Netz vor allem während Zeiten mit hohen Strompreisen reduzieren. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass ihre Tarife ihnen hierfür adäquate Anreize liefern. Mit der aktuellen Umlage der Kosten für die Energielieferung über einen konstanten Strompreis pro Kilowattstunde, oder einen zweistufigen Hoch- und Niedertarif ist dies nicht gewährleistet. Dies kann dazu führen, dass Konsumenten ihren Energiebezug aus dem Netz gelegentlich in die Stunden mit höheren Marktpreisen verlagern, wodurch die Gesamtkosten steigen.

**Vorschlag 4c:** *Bei Endverbrauchern, die über lokale Produktion oder Speicher verfügen, sollten die Kosten für Energielieferung aus dem Netz anhand eines zeitvariablen Tarifes verrechnet werden, dessen Höhe durch den stündlichen Marktpreis des Day-Ahead-Marktes, oder den Preis eines näher an Echtzeit gelegenen Referenzmarktes bestimmt wird.*

## Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs

Die aktuellen Marktregeln für die Schweiz basieren auf dem Prinzip eines innerhalb der Schweiz nahezu engpassfreien Netzes. Bei einer zunehmenden Berücksichtigung von Flexibilität als Alternative zum Netzausbau, zunehmender Produktion aus erneuerbaren Energien und / oder einer Implementierung der im Rahmend es EU Clean-Energy-Package geplanten Freigabe von mindestens 70% der thermischen Kapazität grenzüberschreitender Leitungen für den Handel ist jedoch davon auszugehen, dass Engpässe sowohl innerhalb des Übertragungsnetzes, als auch im Verteilnetz stark zunehmen werden. Das aktuelle Marktdesign des Schweizer Marktes ist hierauf nicht ausreichend vorbereitet.

### Ineffizientes Engpassmanagement innerhalb der Schweiz

Gemäss der aktuellen Regeln soll das Schweizer Stromnetz als einheitliche Regelzone betrieben werden (Art. 20 StromVG), Netzbetreiber sind dazu verpflichtet die benötigten Reserveleitungskapazitäten zur Verfügung zu stellen (Art. 8, Abs. 1, lit. c StromVG), und eine Bewirtschaftung von Engpässen ist nur im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz vorgesehen (Art. 17 StromVG). Angesichts steigender Redispatch-Volumina und des immer näher an Echtzeit erfolgenden Handels wird es für die Netzbetreiber jedoch zunehmend schwierig den Dispatch in den bis zum Lieferzeitpunkt verbleibenden Minuten so zu korrigieren, dass ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet ist. Darüber hinaus führt der aktuelle Umgang mit Netzengpässen innerhalb der Schweiz zu Ineffizienzen. Eine administrative Festlegung der Redispatch Vergütung, z.B. auf Basis von geschätzten Opportunitätskosten, wird zu einer Über- oder Unterbezahlung führen, da die tatsächlichen Kosten angesichts der Diversität der an das Verteilnetz angeschlossenen Flexibilität nur schwer abgeschätzt werden können (Richtstein et al., 2018). Die Alternative eines marktbasiereten Redispatch könnte den Flexibilität anbietern hingegen einen Anreiz liefern, die Netzengpässe künstlich zu verstärken und so die Sicherheit des Netzbetriebes zu gefährden (Hirth und Schlecht, 2018).

**Vorschlag 5a:** *Beauftragung einer geeigneten Institution (z.B. BFE, Swissgrid) zur Erarbeitung von Marktdesign-Vorschlägen für eine effiziente Bewirtschaftung von innerschweizerischen Netzengpässen. Ermächtigung des Bundesrates im Falle eines stark ansteigenden Redispatch Bedarfes entsprechende Anpassungen des StromVG bis hin zu einer Umstellung auf knotenscharfe Preise vorzunehmen.*

### Unentgeltlicher Flexibilitätszugriff

Im Fall einer «unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs» muss auch der Übertragungsnetzbetreiber dazu ermächtigt sein eine netzdienliche Nutzung der im Verteilnetz angeschlossenen Flexibilität anzuordnen. Die Schaffung eines rechtlichen Rahmens für die Anordnung von manuellen Lastabwürfen durch die Swissgrid wird somit begrüsst (Elcom, 2017). Die hierbei aktuell vorgesehene unentgeltliche Zugriff setzt jedoch falsche Anreize.

**Vorschlag 5b:** *Um Fehlanreize zu vermeiden sollten die von den manuellen Lastabwürfen betroffenen Endkunden sowohl im Fall von steuerbaren, als auch nicht-steuerbaren Lasten in derselben Höhe entschädigt werden, wie im Fall der direkten Auslösung der Flexibilitätseinsätze durch die Verteilnetzbetreiber (vergleiche Vorschlag 4a und 4b). Die hierfür anfallenden Kosten sollten soweit möglich durch die Verursacher getragen werden (z.B. bei Netzüberlastungen aufgrund unausgeglichener Systembilanz durch die unausgeglichene Bilanzgruppen; bei Ausfall von Netzelementen durch den Netzbetreiber etc.).*



## Quellen:

- BFE, 2018. Revision des Stromversorgungsgesetzes - Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage.
- BMU, Fraunhofer ISI, 2016. Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung.
- Consentec, Fraunhofer ISI, 2018. Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik.
- EICom, 2018a. Fragen und Antworten zu neuartigen und dynamischen Netznutzungs- und Energieliefertarifen.
- EICom, 2018b. Stromversorgungsqualität 2017.
- Elcom, 2017. Manuelle Lastabwürfe – Umsetzung in der Regelzone Schweiz.
- Hirth, Lion and Schlecht, Ingmar, Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets (November 19, 2018). USAEE Working Paper No. 18-369. Available at SSRN: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3286798>
- Huck, S., Zhou, J., 2011. Consumer behavioural biases in competition: A survey. University Library of Munich, Germany.
- Newbery, D., 2016. Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. Energy Policy 94, 401–410. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028>
- Pérez-Arriaga, I., Bharatkumar, A., 2014. A framework for redesigning distribution network use of system charges under high penetration of distributed energy resources: New principles for new problems. CEEPR Work. Pap. No 14006.
- Richstein, J., Neuhoff, K., May, N., 2018. Europe's power system in transition: How to couple zonal and locational pricing systems?
- Schleiniger, R., Winzer, C., 2018. Zukünftiges Marktdesign für erneuerbare Energien in der Schweiz.
- Swissgrid, 2018. Balancing Roadmap Schweiz.
- Swissgrid, 2015. Strategisches Netz 2025.
- THEMA, devoteam, BFE, 2018. Datahub Schweiz Kosten-Nutzen-Analyse und regulatorischer Handlungsbedarf.

# Begleitschreiben

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne stellen wir uns als Klasse des Studiengangs Energie- und Umwelttechnik der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW vor. Wir wurden von unserem Wirtschaftsdozent Urs Hohl darauf aufmerksam gemacht, dass auch wir die Chance haben eine Stellungnahme für die Revision des Stromversorgungsgesetzes Ihnen zu zustellen.

Wir wollen hervorheben was nach unserer Sicht eher positiv oder negativ umschrieben wurde. Wir hoffen auf eine Mitberücksichtigung unserer Anliegen bei der Fertigstellung des Stromversorgungsgesetzes.

Mit freundlichen Grüssen

EU18a

## Kerngruppe der Klasse EU18a:

Oliver Bebié   
David Dudli   
Michelle Glaser   
Roger Hildebrand   
Hendrik Hofmann   
Laurenz Joos   
Matthias Lang   
Selina Pfyffer   
Andrea Pietrafesa   
Linda Rüegg   
Nino Schellenberg   
Natalie Stalder   
Tenna Søndergaard 

## Kontaktperson:

Linda Rüegg

rueeglin@students.zhaw.ch

# Stellungnahme zur Revision StromVG

Wir, der Klasse EU18a des Studiengangs Energie und Umwelttechnik der ZHAW, reichen hiermit unsere Stellungnahme zur Revision des StromVG ein. Wir haben uns intensiv mit der Revision auseinandergesetzt und möchten unsere Meinung dazu kundgeben. Im folgenden Dokument haben wir die Punkte in Pro- und Kontra-Argumente aufgeteilt und Ideen zur Verbesserung aufgeschrieben.

## **Pro-Argumente**

Die Öffnung des Marktes schafft eine gleichberechtigte Wahlmöglichkeit des Stromproduzenten für alle Verbraucher. Die freie Wahl der Stromproduzenten könnte zudem die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien fördern. Durch die Schaffung eines konkurrenzbasierten Marktes wird der Verkaufspreis von erneuerbarem Strom womöglich sinken. Die Öffnung des Strommarktes wird dazu führen, dass neue und innovative Ideen im Bereich der Stromproduktion und -speicherung gefördert werden. Sie bietet zusätzliche Chancen, um dezentrale Energiegemeinschaften und -systeme zu errichten. Zudem bringt die Öffnung eine erhöhte Transparenz der Herkunft des Stromes.

## **Kontra-Argumente**

Das Problem der Öffnung des Strommarktes sehen wir primär darin, dass die erneuerbaren Energien nur dann wirtschaftlich sind, solange sich die Bevölkerung für den Bezug von erneuerbarem Strom entscheidet. Fraglich ist unserer Meinung nach, ob unsere Gesellschaft die erneuerbaren Energien, im vom Bund geplanten Ausmass, unterstützen wird, auch wenn diese nicht immer günstiger als die Nichterneuerbaren angeboten werden. Die Revision des StromVG bietet keine Absicherung dafür, dass nicht nur die heute bekannten Grosskonzerne Gewinne aus der Marktliberalisierung erzielen. Es sollen aber vor allem die erneuerbaren Energien davon profitieren.

Zusätzlich finden wir, dass die wirtschaftlichen Aspekte, gegenüber den äusserst relevanten Kriterien der Umwelt, zu stark gewichtet werden. Da die hohe Gefahr besteht, dass die Bevölkerung und die Unternehmen auf günstigeren Atom- und Kohlestrom zurückgreifen werden, würde dies den Zielen der Energiestrategie 2050 widersprechen.

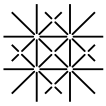
## **Verbesserungsvorschläge**

Wir fordern daher, dass die Umwelt mehr berücksichtigt wird. Wir wollen, dass mindestens die Grundversorgung bis 2050 durch 100% erneuerbare Energien gedeckt wird. Dies sollte als Standardprodukt bei jeglichen Stromanbietern angeboten werden.

Die Grundversorgung sollte den Bezug aus erneuerbarem Strom zusätzlich direkt fördern, indem ein konkret vorgegebener Mindestanteil, wie oben erwähnt, von Beginn an bestimmt wird. Der Anteil beginnt beim momentanen Anteil von 62% an erneuerbaren Energien und sollte in den folgenden Jahren pro Jahr um mindestens 2% ansteigen.

Da die Energiestrategie 2050 eine direkte Subvention des Bundes abschaffen wird, fordern wir, dass im StromVG eine neue Subventions-Art festgesetzt wird. Mit der Unterstützung des Bundes können vermehrt Privatpersonen an der Energiewende teilhaben und diese gegebenenfalls beschleunigen.

Zudem sollen die Genossenschaften im Energiebereich, wie in Deutschland, aktiver gefördert werden. Sie sollen den gleichen Zugang zum Energiemarkt haben, wie alle anderen Stromproduzenten. Dies führt dazu, dass sich die Bevölkerung mit der Energieversorgung vermehrt auseinandersetzen und bewusster mit der Energie umgehen wird.



WWZ, Prof. Dr. H. Weigt, P.O. Box, 4002 Basel, Switzerland

Bundesamt für Energie  
Sektion Marktregulierung  
3003 Bern

Per Mail: [stromVG@bfe.admin.ch](mailto:stromVG@bfe.admin.ch)

Basel, 31. Januar 2019

### **Stellungnahme zur Vernehmlassung der Revision des Stromversorgungsgesetzes**

Sehr geehrte Damen und Herren,

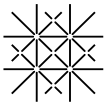
hiermit übersende ich Ihnen im Namen der Energieökonomie-Forschungsgruppe der Universität Basel unsere Kommentare zur Revision des Stromversorgungsgesetzes.

Wir gehen dabei nur auf die Punkte Marktöffnung, Speicherreserve und Netznutzungstarifizierung ein. Wir danken Christian Winzer von der ZHAW für den Austausch im Rahmen eines gemeinsamen Workshops.

Für Rückfragen stehe ich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit besten Grüßen,

Prof. Dr. Hannes Weigt



## Vollständige Marktöffnung

Die vollständige Marktöffnung wird grundsätzlich begrüsst. Wir unterstützen ausdrücklich den Vorschlag von Christian Winzer eines ‚Begleitenden Monitorings‘ um die Wirkung und ggf. Probleme bei der Umsetzung der Marktöffnung frühzeitig zu erkennen und gegensteuern zu können.

Betreffend Art. 6

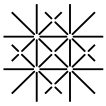
„<sup>2</sup> Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer sowie überwiegend oder ausschliesslich erneuerbarer Energie beruht.“

merken wir an, dass sofern diesem Zusatz die Motivation zugrunde liegt, einheimische und erneuerbare Energie zu fördern, eine zielgerichtete Ausgestaltung unabhängig vom Grundversorgungstarif erfolgen sollte. Der Grundtarif wird als Standard für alle Kunden gelten, welche nicht von ihrem Wechselrecht Gebrauch machen wollen. Damit ergibt sich eine langfristig abnehmende Kundenbasis als wahrscheinlichste Konstellation für die Grundversorgung. Damit reduziert sich auch automatisch die Nachfrage nach einheimischer und erneuerbarer Erzeugung über diesen Mechanismus, was ggf. weitere Anpassungen nach sich zieht, wenn sich damit die erhoffte Förderwirkung reduziert. Ebenso könnten Verteilaspekte eine wichtige Rolle spielen; abhängig davon welche Bevölkerungsgruppen tendenziell in der Grundversorgung verbleiben und damit die Hauptlast der Förderung tragen.

## Speicherreserve

Die seitens BFE vorgeschlagene Einführung einer strategischen Reserve ist grundsätzlich ein geeignetes Instrument um die Versorgungssicherheit der Schweiz weiter zu erhöhen. Die Wirksamkeit und die Effizienz der Reserve hängt jedoch stark von deren Ausgestaltung ab. Entsprechend der Vernehmlassung „dient [die Speicherreserve] dazu, Energie ausserhalb des Marktes für ausserordentliche und für Marktakteure nicht absehbare kritische Knappheitssituationen zurückzuhalten.“ Es ist für die Ausgestaltung und Dimensionierung einer Reserve aber von entscheidender Bedeutung zu definieren, welcher Art diese nicht absehbaren Knappheitssituationen sind; also gegen welche Szenarien eine Speicherreserve absichern soll. Diese sollten im Vergabeprozess durch die Elcom klar benannt werden, und die entsprechenden Energie- und Kapazitätsmengen entsprechend daran angepasst sein. Die im Vorfeld in Studien von Frontier & Consentec sowie darauf aufbauend vom BFE genannten Beispiele (775GWh/2.3GW) sehen wir dabei als nicht zielführend für eine Ausgestaltung an.

Wir sehen aus marktlichen Gesichtspunkten und unter Berücksichtigung der systemtechnischen Möglichkeiten der Schweiz die Konstellationen von eingeschränkten bis nicht verfügbaren Importen (z.B. durch sehr hohe Lasten in den Nachbarländern) sowie eine Fehlplanung der Wasserkraftanbieter (welche ja zu genau diesen Zeiten produzieren wollen um von hohen Preisen zu profitieren) als notwendige Bedingungen für einen möglichen Versorgungsengpass an. Dabei muss beachtet werden, dass die Last in den Nachbarländern auch in Kälteperioden einer starken untertägigen Schwankung unterliegt. Historisch waren i.d.R. wenige Stunden vor und nach einer extremen europäischen Knappheitssituation mehrere GW Kraftwerkskapazitäten frei. Der Engpass, für den eine Speicherreserve ausgelegt sein müsste, dürfte entsprechend sehr selten und nur über kurze Dauer (1-2 Stunden am Tag, wenige Tage im Jahr) auftreten. Während die Energiemenge für solch einen Fall gering ist, erfordert dies jedoch die Verfügbarkeit einer ausreichenden Kapazität um für diese Zeit die gesamte lokale Nachfrage (abzüglich als verfügbar angenommene nicht-Speicherwasser-Erzeugung) decken zu können. Wenn die Energiemenge durch Kraftwerke vorgehalten wird, die nur einen Bruchteil der Schweizer Spitzenlast abdecken können, ist nicht garantiert, dass im Bedarfsfall die gesamte Schweizer Last (bzw. die Fehlmenge) gedeckt werden kann – schliesslich können es genau die nicht kontrahierten Kraftwerke sein,



die zu dem Zeitpunkt gerade einen leeren Speicher haben, während die kontrahierten noch über ihrem Vorhalteminimum sind und evtl. sogar noch am Markt anbieten. Wichtig wäre also, dass die kontrahierte Energiemenge einer Speicherreserve auf Kraftwerke verteilt ist, die eine Kapazität in Höhe der gesamten Spitzen-Residuallast (also eher in der Grössenordnung von 10 GW als von 2.3 GW) besitzen. Es müssten somit nahezu alle Speicher-Kraftwerksbetreiber herangezogen werden. Hier kann es zu Marktmachtproblemen kommen, da jeder der grossen Anbieter dabei zwangsweise pivotal (zwingend notwendig zur Deckung der Speicherreserve) wäre. Eine über eine Ausschreibung organisierte marktliche Beschaffung der Reserve erscheint unter diesen Bedingungen wettbewerblich kaum noch möglich. Gleichzeitig erlaubt eine auf solche Ereignisse ausgelegte Dimensionierung – aufgrund der kurzen Zeitdauer – die Teilhabe der Nachfrageseite an der Ausschreibung. Wir plädieren daher zudem dafür, die Reserve technologieneutral und angebots- und nachfrageseitig auszugestalten.

Sollten andere kritische Szenarien definiert werden (z.B. Notversorgung kritischer Schweizer Einrichtungen über einen längeren Zeitraum) sind entsprechend andere Ausgestaltungen (ggf. auch in Bezug auf den Abruf und die Verteilung) notwendig.

### **Stärkung der Verursachergerechtigkeit der Netznutzungstarifizierung**

Die Bestrebung einer verursachergerechten Umlage der Netzkosten wird begrüsst, da Netzanschlussnehmer dadurch einen effizienten Anreiz erhalten Ihre Einspeisungen und Entnahmen netzdienlich zu gestalten. Verursachergerechte Netznutzungstarife bewirken, dass lokale Massnahmen zur Anpassung der Produktion oder des Verbrauches genau dann eingesetzt werden, wenn dies volkswirtschaftlich günstiger ist als der Netzausbau. Durch die in der Revisionsvorlage enthaltenen Anpassungen der Netznutzungsentgelte wird dieses Ziel jedoch noch nicht erreicht. Die Aufteilung in Arbeits- und Leistungskomponenten sollte daher weiter flexibilisiert werden.