

Bundesamt für Energie
Energiesstrategie
3003 Bern

Elektronisch an: energiestrategie@bfe.admin.ch

27. April 2017

Katrin Lindenberger, Direktwahl +41 62 825 25 20, katrin.lindenberger@strom.ch

Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiesstrategie 2050: Vernehmlassungsverfahren zu den Änderungen auf Verordnungsstufe

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zu den Verordnungsänderungen im Zusammenhang mit dem ersten Massnahmenpaket der Energiesstrategie 2050 Stellung nehmen zu können.

Der VSE hat die Beratung der Gesetzesvorlage des ersten Massnahmenpakets der Energiesstrategie 2050 von Anfang kritisch aber gleichermassen konstruktiv begleitet. Er unterstützt das Massnahmenpaket in der vom Parlament verabschiedeten Fassung ausdrücklich und engagiert sich entsprechend in der laufenden Abstimmungskampagne.

Das erste Massnahmenpaket der Energiesstrategie 2050 und die damit einhergehenden Verordnungsänderungen betreffen die Strombranche in zahlreichen Kernbereichen direkt. Die entsprechenden Vorschläge sind für den VSE und seine Mitglieder deshalb von grosser Bedeutung.

Verschiedene Vorschläge sind nach einhelliger Ansicht der Branche zu korrigieren, um die Energiesstrategie 2050 zum Erfolg führen zu können. Zu nennen sind insbesondere Vorschläge, welche dem Willen des Gesetzgebers widersprechen, welche nur mit erheblichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten realisierbar wären oder welche in der Praxis nicht umsetzbar sind. Diese Kritik betrifft die folgenden, nachfolgend ausführlich behandelten Themen:

1. Smart-Meter-Roll-out: Gesamtwirtschaftlich vertretbare Lösung nötig
2. Zugriff auf Flexibilitäten: Praxistaugliche Lösungen nötig
3. Netztarifierung: Mit einer gesetzeskonformen Regelung die Basis für zukunftsfähige Netze legen
4. Eigenverbrauch: Keine neuen Rechtsunsicherheiten schaffen
5. Investitionsbeiträge Wasserkraft: Projekte nicht gegeneinander ausspielen
6. Einspeisevergütungssystem: Bilanzgruppe erneuerbare Energien beibehalten
7. Rückspeisevergütung: Gesetzeskonforme marktorientierte Regelung
8. Grundversorgungsabzug: Die abgezogene Energiemenge soll in der Grundversorgung zu Gestehungskosten abgesetzt werden können
9. Zeitpunkt Inkrafttreten: Praktikable Übergangsfristen nötig

Ferner gibt die fehlende Abstimmung mit anderen Gesetzgebungsprojekten Anlass zu Fragen. So werden Bestimmungen aus dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 im Rahmen der Strategie Stromnetze bereits wieder revidiert. Auch hierzu ist aus Sicht der Strombranche eine Klärung unumgänglich. Die Inkraftsetzung von Verordnungsbestimmungen im Wissen, dass diese unmittelbar und grundlegend zu revidieren sind, schafft Unsicherheit und verursacht unnötige Kosten und ist deshalb abzulehnen.

Aufgrund des grossen Umfangs an Kommentaren zu den Verordnungsentwürfen beschränken wir uns in dieser Stellungnahme auf die zentralen Kritikpunkte. Die vollständigen Anmerkungen und Vorschläge des VSE können den beiliegenden Synopsen, welche integraler Bestandteil der VSE-Stellungnahme sind, entnommen werden.

1. Smart-Meter-Roll-out: Gesamtwirtschaftlich vertretbare Lösung nötig (Art. 8a, 13a und 31e StromVV)

Der Gesetzgeber hat den Bundesrat in Art. 17a StromVG ermächtigt, Vorgaben zur Einführung intelligenter Messsysteme zu machen. Ein Smart Meter Roll-out verursacht hohe Investitions- und Betriebskosten. Ob sich diese Kosten rechnen, hat Ecoplan¹ im Auftrag des BFE untersucht. Für einen 80-Prozent-Roll-out innerhalb von 10 Jahren wurden in dieser Studie direkte Mehrkosten von über 800 Mio. CHF abgeschätzt, wobei die Studie einen langfristigen Nettonutzen ausweist. Dabei ist zu beachten, dass die Studie auf zahlreichen Annahmen beruht und insbesondere eine vollständige Marktöffnung mit hohen Wechselraten unterstellt.

Der Bundesrat schlägt nun in den Art. 8a und 31e StromVV einen 100-Prozent-Roll-out innerhalb von 7 Jahren vor. Die direkten Mehrkosten dieser Vorgabe dürften sich auf über 1 Mrd. CHF belaufen. Der Bundesrat legt dazu jedoch keinerlei Kosten-Nutzen-Abklärungen vor. Zudem liegt die Frist von 7 Jahren sogar unter den Zeitvorgaben in der EU, deren Richtlinie 2009/72/EC von 2009 einen 80-Prozent-Roll-out bis 2020 für jene Staaten vorsieht, in welchen das Kosten-Nutzen-Verhältnis positiv ausfällt. Der VSE lehnt den vom Bundesrat vorgeschlagenen, beschleunigten Roll-out ab. In Anlehnung an die europäische Vorgabe und gestützt auf die genannte Studie wäre ein Roll-out von 80% in 10 Jahren realistischer, da angesichts der Lebensdauer eines Zählers von rund 15 Jahren durch eine längere Übergangsfrist ein wesentlich nachhaltiger und kontinuierlicher Roll-out möglich wäre. Der VSE weist jedoch darauf hin, dass auch bei einer solchen Vorgabe Sonderabschreibungen entstehen für funktionierende Zähler, die vor Ende ihrer Lebensdauer ausser Betrieb genommen werden müssen, und das Risiko von staatlich verursachten, schwankenden Investitionszyklen besteht. Zudem trägt eine verbindliche Vorgabe den unterschiedlichen Bedürfnissen der Netzbetreiber nicht Rechnung, da der Einsatz intelligente Messsysteme aufgrund der unterschiedlichen Topologien der Verteilnetze nicht überall gleichermassen sinnvoll ist.

Aus Sicht des VSE sind allfällige neue Anforderungen an das Messwesen primär an zwei Kriterien auszurichten:

1. Die Verbesserung der Energieeffizienz beim Endverbraucher
2. Die Ermöglichung von Smart Grid

Um diese Ziele erreichen zu können, braucht es in Gesetz und Verordnung entsprechende Grundlagen. Der VSE ist jedoch der Ansicht, dass sich diese Ziele auch ohne verbindliche Vorgaben an einen Smart-Meter-

¹ Ecoplan, 2015, «Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen. Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012»

Roll-out umsetzen lassen. So können zum Beispiel lokale Lösungen beim Kunden Effizienzsteigerungen ermöglichen, auch ohne dass dazu intelligente Messsysteme mit bidirektionaler Datenübertragung eingesetzt werden müssen. Und so braucht es zum Beispiel keinen 100-prozentigen Roll-out, um Smart Grid zu ermöglichen.

Studien zeigen, dass Smart Meter nicht per se zu niedrigerem Stromverbrauch führen. Vielmehr geschieht dies in Kombination mit Energieberatung und einer guten Visualisierung des Verbrauchs.² Die Energieberatung und die Visualisierung können aber unabhängig von intelligenten Messsystemen implementiert werden. Eine vorgeschriebene, standardisierte, durch den Kunden nutzbare Schnittstelle an den Zählern würde dem Kunden diese Möglichkeiten bieten. Diese Zähler müssten nicht zwingend fernauslesbar/-steuerbar sein.

Ebenfalls Anlass zu Kritik geben die in Art. 8a Abs. 2 und 3 StromVV formulierten Anforderungen an Smart Meter. Diese bieten keinen ersichtlichen Mehrwert, verteuern jedoch die Messgeräte und deren Verwaltung unnötig. So macht zum Beispiel die Erfassung von Blindenergie bei Haushalten keinen Sinn. Bei intelligenten Systemen ist zudem etwa durch Big Data, die Industrie 4.0, gestiegene Ansprüche an die Cybersecurity, Blockchain oder Internet of Things eine starke technologische Entwicklung zu erwarten, welche durch abschliessende Anforderungen und Installationspflichten mit dem aktuellen Stand der Technik stark behindert statt gefördert würde.

Aus diesen Gründen befürwortet der VSE einen natürlichen Roll-out als zielführende und kosteneffiziente Lösung. Dabei haben sich die staatlichen Rahmenbedingungen auf den Ersatz durch ein intelligentes Messgerät jeweils am Ende des Lebenszyklus und die vorgängige Zurverfügungstellung entsprechender Funktionalitäten auf Kundenwunsch zu beschränken.

Ein zentraler Aspekt betrifft die Anrechenbarkeit von intelligenten Messsystemen. Eine entsprechende Grundsatzregelung ist notwendig, insbesondere weil die Energieeffizienz gemäss EICom im aktuellen Rahmen kein Kriterium gemäss Art. 15 Abs. 1 StromVG darstellt. Zudem treten Effizienzgewinne im Netz durch den Einsatz intelligenter Systeme nicht kurzfristig ein, sondern werden erst langfristig messbar. Hingegen ist auf eine detaillierte Beschreibung der anrechenbaren Kosten von Mess-, Steuer- und Regelsystemen im vorgeschlagenen Art. 13a StromVV zu verzichten. Sie birgt die Gefahr, dass Elemente, die nicht aufgeführt sind, nicht anerkannt werden. Zudem würde eine absolute Regelung für alle Anwendungsfälle, in welchen smarte Systeme anrechenbar sind und in welchen nicht, sachgerechte Lösungen verhindern.

Der VSE weist ferner darauf hin, dass sich Art. 17a StromVG im Rahmen der Strategie Stromnetze bereits wieder in Überarbeitung befindet. Es muss vermieden werden, dass Verordnungsbestimmungen erlassen werden, welche in Kürze bereits wieder angepasst werden müssten. Auch können die vorgesehenen Bestimmungen auf 1. Januar 2018 noch nicht in Kraft gesetzt werden, da die in Art. 8b StromVV vorgesehene Konformitätsprüfung, welcher intelligente Messsysteme unterzogen werden sollen, nicht auf diesen Zeitpunkt zur Verfügung stehen kann. Damit ist es auch nicht möglich, die benötigte Infrastruktur inklusive der Ausschreibungsverfahren vorzubereiten und umzusetzen.

Aufgrund der genannten Einwände betreffend Kosteneffizienz, technischer Sinnhaftigkeit und Konstanz im Regulierungsrahmen ist aus Sicht des VSE eine Anpassung der Bestimmungen zum Smart-Meter-Roll-out notwendig.

² Hinterstocker, 2016, «Bewertung des langfristigen Energiesparpotenzials durch Smart Meter und begleitende Energieberatung in Haushalten»

Antrag

Stromversorgungsverordnung

Art. 8a Intelligente Messsysteme (Neuformulierung)

1 Intelligente Messsysteme ermöglichen den Endverbrauchern mindestens die unmittelbare Nutzung ihrer Messdaten. Hierzu ist bei den Endverbrauchern eine standardisierte Schnittstelle einzuführen, die ihnen direkten Zugang zu ihren Messdaten ermöglicht. Die Netzbetreiber einigen sich auf einen geeigneten Standard der Schnittstelle.

2 Neu installierte Messeinrichtungen müssen intelligente Messsysteme gemäss Abs. 1 sein. Bestehende Messeinrichtungen müssen auf Kundenwunsch mit einer standardisierten Schnittstelle ergänzt werden.

3 Kosten für intelligenten Messsysteme sind anrechenbare Netzkosten gemäss Art. 15 Abs. 1 StromVG.

Art. 13a Anrechenbare Kosten von Mess-, Steuer- und Regelsystemen

Streichen

Art. 31e Übergangsbestimmung zur Änderung vom XX.XX.XXXX

1 *Streichen*

2 Lastgangmessungen mit automatischer Datenübermittlung dürfen bis zum Ende ihrer Lebensdauer verwendet werden. Die Kostentragung für Lastgangmessungen mit automatischer Datenübermittlung richtet sich nach Artikel 8 Absatz 5 des bisherigen Rechts.

3 Die Betriebskosten von Messeinrichtungen, die bereits vor Inkrafttreten dieser Änderung installiert waren den Anforderungen nach Artikel 8a nicht entsprechen, bleiben im bisherigen Umfang anrechenbare Kosten. Anrechenbar sind insbesondere ausserordentliche Abschreibungen aufgrund des Ersatzes durch intelligente Messsysteme. Notwendige Abschreibungen auf noch nicht vollständig amortisierten Messeinrichtungen des Netzbetreibers sind ebenfalls anrechenbare Kosten.

2. Zugriff auf Flexibilitäten: Praxistaugliche Lösungen nötig (Art. 8c StromVV)

Die zunehmend volatile Stromproduktion setzt voraus, dass sowohl der Verbrauch, als auch die fluktuierende Produktion möglichst flexibilisiert werden. Der Gesetzgeber sieht in Art. 17b StromVG entsprechende Vorgaben über die ferngesteuerte Einflussnahme auf Verbrauch, Erzeugung und Speicherung vor.

Bei der Ausgestaltung ist zwischen zwei Modellen zu unterscheiden: das eine erfordert eine aktive Zustimmung des Netzanschlussnehmers, damit der Netzbetreiber die Flexibilität nutzen darf («opt in»), das andere geht standardmässig von einer Zustimmung des Netzanschlussnehmers aus, solange dieser die Nutzung nicht untersagt («opt out»). Die Formulierung von Art. 17b StromVG befindet sich im Rahmen der parlamentarischen Beratung zur Strategie Stromnetze in Überarbeitung. Der Ständerat hat in der Wintersession 2016 als Erstrat insbesondere beschlossen, dass der Netzbetreiber zum effizienten Netzbetrieb auf Flexibilitäten der Netzanschlussnehmer zugreifen darf, sofern letztere diesen Zugriff nicht untersagen. Damit spricht er sich eindeutig für das «opt out»-Modell aus. Der VSE ist indes der Überzeugung, dass auch die Formulierung gemäss Energiestrategie 2050 sowohl die Möglichkeit eines «opt in» als auch eines «opt out» auf Verordnungsebene zulässt. Die ratio legis besteht nach Ansicht des VSE darin, dass der Endverbraucher entscheiden kann, ob der Netzbetreiber bei ihm intelligente Steuer- und Regelsysteme verwenden darf oder nicht. Diese Wahlmöglichkeit hat er auch, wenn ihm die Möglichkeit eingeräumt wird, den Einsatz abzulehnen. Die Einwilligung erfolgt insofern konkludent, als der Endverbraucher explizit auf sein Wahlrecht hingewiesen wird und nicht ablehnt.

Das «opt out»-Modell stellt auch eine ungleich effizientere Lösung dar als das «opt in»-Modell, welches enormen administrativen Aufwand für die Beschaffung jeder einzelnen Zustimmung verursacht und gleichzeitig ein erhebliches Risiko von fehlenden Antworten und damit brachliegender Flexibilitätspotenziale mit sich bringt. Das «opt out»-Modell unterstützt zudem den politischen Willen zur Verbreitung intelligenter Technologien, indem deren Nutzung nicht unnötige Hürden in den Weg gelegt werden.

Unabhängig von den vorliegenden Verordnungsvorlagen muss zudem überdacht werden, wie ein langfristig gesicherter Zugriff der Verteilnetzbetreiber auf Flexibilitäten gewährleistet werden kann. Nur bei Planungssicherheit kann der Verteilnetzbetreiber die Flexibilitäten nutzen, um das Netz kleiner zu dimensionieren und die Kapazität entsprechend effizient zu gestalten. Dies betrifft die Kapazitätsnutzung von der Nachfrage- (wie das Aufladen von Boilern) wie auch von der Produktionsseite. Insbesondere bei dezentralen Erzeugungsanlagen (Photovoltaik, Wind) kann die Reduktion der eingespeisten Energie in wenigen Peak-Stunden die Kosten für den Netzausbau um bis zu 30% reduzieren, wie die Verteilnetzstudie des BMWI aufzeigt.³ Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass im aktuellen rechtlichen Rahmen Anreize für ein netzdienliches Verhalten und eine verursachergerechte Netzkostentragung fehlen. Es gilt, Lösungen zu finden, die den Verteilnetzbetreibern ermöglichen, Flexibilitäten zuverlässig zu nutzen und den Netzausbau dadurch effizient zu gestalten.

Antrag

Stromversorgungsverordnung

Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme

- 1 Der Netzbetreiber darf für den effizienten Netzbetrieb intelligente Steuer- und Regelsysteme bei Endverbrauchern und Erzeugern ~~nur dann verwenden, sofern diese den Einsatz nicht untersagen wenn sie diesem Einsatz zustimmen.~~ Die Endverbraucher und Erzeuger vereinbaren dazu mit dem Netzbetreiber den Umfang des Zugriffs und eine angemessene, sachgerechte Vergütung.
- 2 Ohne Zustimmung darf der Netzbetreiber intelligente Steuer- und Regelsysteme dann verwenden, wenn dies zur Sicherstellung des stabilen Netzbetriebs notwendig ist. Ein solcher Einsatz hat Vorrang vor Steuerungen durch Dritte. ~~Der Netzbetreiber informiert Endverbraucher und Erzeuger mindestens jährlich oder auf Anfrage über die nach diesem Absatz getätigten Einsätze.~~

3 *Streichen*

4 *Streichen*

3. **Netztarifierung: Mit einer gesetzeskonformen Regelung die Basis für zukunftsfähige Netze legen (Art. 18 StromVV)**

Die Netzkapazität wird gemäss den Leistungsbedürfnissen (installierte Leistung) der Netzanschlussnehmer dimensioniert. Eine verursachergerechte Kostentragung über die Netznutzungstarife muss daher an der Kapazitätsnachfrage und nicht an der durchgeleiteten Energiemenge ansetzen. Bundesrätin Leuthard hat bereits 2013 bestätigt, dass entsprechende Regelungen gefunden werden müssen (s. Debatte zur parl. Initiative 12.400 am 14. März 2013, AB 2013 N 295). Der Bundesrat verzichtete jedoch in der Folge unverständ-

³ BMWI, 2014, «Moderne Verteilernetze für Deutschland»

licherweise auf einen entsprechenden Vorschlag im ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050. Das Parlament hat daraufhin aus eigenem Antrieb Änderungen an den Bestimmungen zur Netztarifierung (Art. 14 Abs. 3 lit. c und e StromVG) vorgenommen, welche auch von Bundesrätin Leuthard begrüsst wurden (s. AB 2016 N 105). Diese sehen Folgendes vor:

- Die Netztarife müssen sich neu am Bezugsprofil orientieren
- Die Netztarife müssen nicht mehr nur den Zielen einer effizienten Elektrizitätsverwendung, sondern auch den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur Rechnung tragen

Nichtsdestotrotz unterlässt es der Bundesrat, den gemäss dem geltenden Art. 18 StromVV minimalen Arbeitsanteil (Rp./kWh) von 70% am Netztarif zu reduzieren. Im Gegenteil: Er weitet den Anwendungsbereich der heutigen Bestimmung auf alle an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Kunden aus. Damit sind auch Kundengruppen wie Gewerbe und KMU betroffen, bei denen aufgrund des vorhandenen Leistungszählers bereits erfolgreich Anreize durch einen höheren Leistungsanteil (Rp./kW) gesetzt werden. Die zweite Änderung der Grundlagen für die Netztarifierung («effizientes Netz») findet im Erläuternden Bericht erstaunlicherweise keine Erwähnung. Der VSE lehnt die vorgeschlagene Änderung von Art. 18 StromVV deshalb als Rückschritt gegenüber der heutigen Regelung klar ab, da hierdurch die für eine effiziente Tarifierung notwendige Tarifierungsfreiheit weiter reduziert wird. Die Vorgabe eines Arbeitsanteils von 70% ...

- widerspricht den ökonomischen Realitäten: Die Kosten des Netzes werden nicht von den kWh getrieben, die über ein Jahr aus dem Netz bezogen werden, sondern von den Bezugsspitzen.
- führt zu einer verdeckten Subventionierung: Eigenverbraucher tragen nicht im vollen Umfang die von ihnen verursachten Kosten an der Netzinfrastruktur.
- ist unsolidarisch: Die Netzkosten, welche Verbraucher mit fluktuierendem Bezugsprofil verursachen, müssen andere Stromverbraucher übernehmen.
- fördert ineffiziente Strukturen: Produktion am Ort des Verbrauchs wird gegenüber zentraler Produktion künstlich begünstigt, was zu Marktverzerrungen zugunsten teurer Kleinanlagen und -systemen führt.
- missachtet den Beschluss des Parlaments: Den Ratsprotokollen ist klar zu entnehmen, dass der Gesetzgeber eine Änderung bei der Netztarifierung anstrebte, damit alle Endkunden solidarisch die Netzkosten finanzieren und gleichzeitig ein Anreiz für netzdienliches Verhalten gesetzt wird.
- zementiert veraltete Muster: Der Trend geht eindeutig in Richtung einer stärkeren Berücksichtigung der Leistung, wie insb. die Diskussionen im Rahmen der vom BFE angestrebten Revision StromVG belegen.

Die Annahme, Leistungstarife würden der Energieeffizienz nicht dienen, ist falsch. Die bereits lange vor Inkrafttreten des StromVG entwickelte Praxis bei Gewerbekunden wie auch aktuelle Praxisbeispiele aus Pilotprojekten mit Leistungspreisen bei privaten Endkunden haben gezeigt, dass mindestens die gleichen Anreize zur Energieeffizienz bestehen wie bei einem Arbeitstarif. In den meisten Fällen konnte eine Verbesserung der Effizienz beobachtet werden. Die Rückkehr zu reinen Arbeitstarifen bei leistungsgemessenen Kunden würde der Energieeffizienz somit eher schaden. Der VSE fordert deshalb einen generellen Verzicht auf die Vorgabe eines fixen Arbeitsanteils, oder aber zumindest eine Senkung des Arbeitsanteils auf 50%.

Die in Art. 18 Abs. 2 StromVV darüber hinaus vorgeschlagene Möglichkeit zu individuellen Tarifvereinbarungen lehnt der VSE ab. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, effiziente und sichere Netze zu bauen (Art. 8 StromVG) und die Kosten verursachergerecht und diskriminierungsfrei weiterzugeben (Art. 14 Abs. 3 StromVG). Die Tarifierung erfolgt gemäss dem Bezugsprofil der Kundengruppe, wodurch ein «Rosinenpicken» einzelner Kunden der Gruppe verhindert wird. Individuelle Vereinbarungen widersprechen diesen Vorgaben. Zudem würden individuelle Tarifverhandlungen einen enormen administrativen Mehraufwand verursachen und bei

Endkunden nicht berechnete Ansprüche wecken. Die Anreizsetzung ist letztlich nur dann wirksam, wenn sie für alle gleichermaßen vorgegeben ist und nicht durch individuelle Wahlmöglichkeiten der Kunden umgangen werden kann.

Antrag

Stromversorgungsverordnung

Art. 18 Netznutzungstarife

1^{bis} Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. ~~Bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.~~

2 ~~Streichen~~

Eventualiter:

Art. 18 Netznutzungstarife

1^{bis} Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. ~~Bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.~~

2 Der Netznutzungstarif muss bei Spannungsebenen unter 1 kV für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung zu mindestens ~~50~~ 70 Prozent ein nichtdegressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein. ~~Netzbetreiber und Endverbraucher können einen tieferen Anteil Arbeitstarif vereinbaren, sofern eine Leistungsmessung eingesetzt wird.~~

4. Eigenverbrauch: Keine neuen Rechtsunsicherheiten schaffen (Art. 15, 16 und 18 EnV, Art. 3a StromVV)

Bereits heute können Produzenten am Ort der Produktion die selbst produzierte Energie ganz oder teilweise selber verbrauchen oder einem oder mehreren Dritten zum Verbrauch überlassen. Die räumliche Dimensionierung der Eigenverbrauchsgemeinschaften bezog sich bislang auf die Verbrauchsstätten und Anlagen, die hinter einem Netzanschlusspunkt liegen.⁴ Der Festlegung des Orts der Produktion im Verordnungsentwurf wird nun keine Abgrenzung über den bestehenden Netzanschluss zugrunde gelegt, sondern ein geografischer Bezugspunkt «umliegende Grundstücke» gesetzt. Diese Möglichkeit zu Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch ist in der Praxis äusserst komplex und bringt erhebliche Probleme und Rechtsunsicherheiten mit sich. Das Parlament hat diese Schwierigkeit selbst erkannt und sich bemüht, eine möglichst akzeptable Lösung auszuarbeiten (s. z.B. Votum SR Bischofberger im Ständerat am 22. September 2015; AB 2015 S 948).

Der VSE stand der Ausweitung des Eigenverbrauchskonzepts stets kritisch gegenüber. Die vorgesehene Behandlung von Eigenverbrauchsgemeinschaften als ein einziger Endverbraucher ist aus Branchensicht insofern problematisch, als sie das Bündelungsverbot für Eigenverbrauchsgemeinschaften aufhebt und das Wahlrecht der Konsumenten beschneidet. Sie untergräbt damit das politisch austarierte Konzept einer zweistufigen Marktöffnung und steht im Widerspruch zum Recht der Endverbraucher auf Grundversorgung.

⁴ BFE, 2014, «Vollzugshilfe für die Umsetzung des Eigenverbrauchs nach Art. 7 Abs. 2^{bis} und Art. 7a Abs. 4^{bis} des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0)», Version 1.1

Die Umsetzung auf Verordnungsstufe weist nun in drei zentralen Punkten Anpassungsbedarf auf:

– **Zu grosser Interpretationsspielraum beim «Ort der Produktion»** (Art. 15 EnV und Art. 3a StromVV)

Zusammen mit der neuen Regelung von Art. 3a StromVV überträgt die vorgeschlagene Regelung in Art. 15 EnV dem Netzbetreiber die Verantwortung, Eigenverbrauchsgemeinschaften zuzulassen bzw. zu untersagen, ohne objektiv nachvollziehbare Kriterien zu erlassen. Sie lässt viel Interpretationsspielraum offen und bietet weder den Netzbetreibern noch den Eigenverbrauchern einen nachvollziehbaren Rahmen für einen Zusammenschluss. Langwierige Diskussionen und Rechtsverfahren sind vorprogrammiert.

Wer sich zum Eigenverbrauch zusammenschliessen darf, regelt die Definition des «Orts der Produktion». In Art. 15 Abs. 1 EnV wird der Ort der Produktion jedoch sehr weiträumig definiert: «Als Ort der Produktion gilt das Grundstück, auf dem die Produktionsanlage liegt. Umliegende Grundstücke gelten ebenfalls als Ort der Produktion, sofern das Verteilnetz des Netzbetreibers zwischen der Produktionsanlage und dem Verbrauch nicht in Anspruch genommen wird.» Die räumliche Ausdehnung des Zusammenschlusses soll sich am Kriterium orientieren, dass kein öffentliches Netz genutzt wird. Dies wird dazu führen, dass parallel zur heutigen Netzinfrastruktur private Stromleitungen gebaut werden, was gesamtwirtschaftlich ineffizient ist und daher vermieden werden muss. Entsprechend ist die Definition des Ortes der Produktion so zu gestalten, dass die bestehende Infrastruktur nicht umgangen wird, gleichzeitig aber bei Neuanschlüssen Eigenverbrauch über mehrere Parzellen beziehungsweise Gebäudeeinheiten problemlos möglich ist. Wird die vom VSE vorgeschlagene Neuformulierung von Art. 15 EnV nicht übernommen, ist Art. 3a Abs. 2 StromVV so anzupassen, dass der volkswirtschaftlich ineffiziente Bau von Parallelinfrastruktur vermieden wird.

Antrag

Energieverordnung

Art. 15 Ort der Produktion

Der Ort der Produktion umfasst alle Produktionsanlagen und Endverbraucher, die sich hinter einem Anschlusspunkt an das Verteilnetz befinden. Für bestehende Anschlussanlagen gemäss Art. 3a Abs. 3 StromVV ist die Anschlusssituation vor dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ausschlaggebend. Als Ort der Produktion gilt das Grundstück, auf dem die Produktionsanlage liegt. Umliegende Grundstücke gelten ebenfalls als Ort der Produktion, sofern das Verteilnetz des Netzbetreibers zwischen der Produktionsanlage und dem Verbrauch nicht in Anspruch genommen wird.

Stromversorgungsverordnung

Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch

1 Ein Netzbetreiber kann einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Artikel 17 oder 18 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) den Anschluss ans Netz verweigern, wenn aufgrund des Anschlusses unverhältnismässige Massnahmen für den sicheren Netzbetrieb ergriffen werden müssten ~~oder wenn der Endverbraucher keine Gewähr für einen funktionierenden internen Betrieb geben kann.~~

2 Werden im Zusammenhang mit dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bestehende Anschluss- und Netzanlagen des Verteilnetzbetreibers nicht mehr genutzt, so werden deren verblei-

bende Kapitalkosten sowie allfällige Um-/Rückbaukosten der Netzinfrastruktur vom Zusammenschluss abgegolten. Werden bestehende Anschluss- und Netzanlagen nur noch teilweise genutzt, so gilt eine anteilmässige Abgeltungspflicht.
3 Anschlussanlagen des Verteilnetzbetreibers umfassen auch Mess-, Steuer- und Regelsysteme.

– **Angemessenen Anteil Eigenproduktion sicherstellen (Art. 16 EnV)**

Gemäss Art. 17 EnG ist ein Zusammenschluss nur möglich, wenn die Produktionsleistung im Verhältnis zur Anschlussleistung «erheblich» ist. Der Bundesrat schlägt in Art. 16 EnV vor, dieses Verhältnis auf 10% festzulegen. Dieser tiefe Schwellenwert führt dazu, dass ein grösserer Zusammenschluss dank einer Kleinanlage das Recht auf Marktzugang erhalten kann: Bei einem Jahresverbrauch von 100'000 kWh und durchschnittlichen Bezugsdauern von ca. 2000 Stunden pro Jahr ist eine Anschlussleistung von 50 kW notwendig. Gemäss Verordnungsvorschlag würde somit eine PV-Anlage mit 5 kWp ausreichen. Bei einem Verbrauch von 100'000 kWh, was bereits bei einem Zusammenschluss von einigen Gewerbetunden der Fall ist, kann eine für ein (kleines) Einfamilienhaus passende Anlage von 5 kWp klar nicht als ausreichend angesehen werden, zumal dadurch das Recht auf Marktzugang erlangt wird. Die Schwelle ist deshalb von 10% auf 30% anzuheben.

Zudem ist Art. 16 EnV so anzupassen, dass auch der Fall von mehreren Anlagen am Ort der Produktion abgedeckt ist. Die «maximale Netzanschlusskapazität» ist durch den Wortlaut des Energiegesetzes («Anschlussleistung am Messpunkt») zu ersetzen.

Antrag

Energieverordnung

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die gesamte Produktionsleistung der Anlage am Ort der Produktion bei mindestens 30 40 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität Anschlussleistung am Messpunkt gemäss Art. 18 EnG liegt.

– **Praxistaugliche Lösung für Speicher bei Eigenverbrauch (Art. 18 EnV)**

Elektrische Speicher ohne Endverbrauch wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder Druckluftspeicher sind heute von Netznutzungsentgelten befreit (Art. 14 Abs. 2 StromVG). Bei diesen wird die bezogene Elektrizität (abzüglich Verluste) vollständig ins Netz zurückgespeist. Zwar entstehen Umwandlungsverluste, dennoch liegt der Zweck des Elektrizitätsverbrauchs nicht im «eigenen» Verbrauch, sondern bei der Speicherung für eine spätere Verwendung (kein Kauf für den eigenen Verbrauch).

Bei Mischformen von Verbrauch, Produktion und elektrischen Speichern, wie sie klassischerweise bei Eigenverbrauchern vorkommen, trifft dieser Grundsatz nicht zu. Um eine Befreiung vom Netznutzungsentgelt zu begründen, müsste der aus dem Netz bezogene, zwischengespeicherte und am Ort der Entnahme wieder eingespeiste Strom messtechnisch eindeutig differenziert werden. Dies ist bei gleichzeitiger Abgabe an das Netz aufgrund fehlender technischer Lösungen nicht möglich. Dieser Sachverhalt und die praktikablen Lösungen sind in der «Branchenempfehlung zur Umsetzung des Anschlusses und Betriebes

von Speichern an den Netzebenen 3 bis 7» beschrieben. Aus diesem Grund können weder die geschuldeten Netznutzungsentgelte, noch die Berechtigung für Herkunftsnachweise eindeutig eruiert werden. Eine Vergütung der rückgespeisten Energie aus Mischformen differenziert nach Stromqualität ist aus dem gleichen Grund nicht möglich. Art. 18 EnV ist deshalb in der vorgesehenen Form in der Praxis nicht umsetzbar und zu überarbeiten. Stattdessen sollen die Verteilnetzbetreiber subsidiär wie bis anhin transparente Richtlinien zum Messkonzept für eine sachgerechte Abrechnung und zur sachgerechten Berechnung der Energiemengen, für welche HKN ausgestellt werden, erlassen.

Antrag

Energieverordnung

Art. 18 Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch

1 Wer einen Stromspeicher einsetzt, ist verpflichtet, auf eigene Kosten Massnahmen zu ergreifen, um störende technische Einwirkungen ~~auf den am~~ Netzanschlusspunkt zu vermeiden. Für die übrigen Kosten gilt Artikel 11 Absatz 3 sinngemäss.

2 ~~Können diese Stromspeicher Elektrizität sowohl aus dem Verteilnetz beziehen als auch an dieses abgeben, ist dies dem Netzbetreiber drei Monate vor Inbetriebnahme oder bei Wechsel der Betriebsart zu melden. Können diese Stromspeicher Elektrizität sowohl aus dem Verteilnetz beziehen als auch an dieses abgeben, so sind sie mit einem intelligenten Messgerät nach Artikel 8a StromVV auszustatten. Die Daten, die zur Berechnung der vom Speicher aus dem Verteilnetz bezogenen und in dieses Netz abgegebenen Elektrizität notwendig sind, sind von der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer dem Netzbetreiber zu übermitteln.~~

2^{bis} Der Netzbetreiber legt in diesen Fällen die für die Abrechnung der Netznutzung und Energie sowie zur Ausstellung von HKN notwendigen Messkonzepte und Messgeräte fest. Der Netzbetreiber ist für alle Messsysteme zur netzseitigen Abrechnung zuständig. Diesbezügliche Kosten gehen zu Lasten der Grundeigentümerinnen oder Grundeigentümer bzw. der Produzentinnen und Produzenten.

2^{ter} Die Netzbetreiber erlassen transparente Richtlinien zu den Messkonzepten und sachgerechten Abrechnungen. Sämtliche Energieflüsse müssen hierbei einer Stromqualität zugeordnet werden.

3 Der Netzbetreiber hat die Messgeräte am Messpunkt nach Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe c StromVV saldierend über alle Phasen phasensaldierend zu betreiben.

5. Investitionsbeiträge Wasserkraft: Projekte nicht gegeneinander ausspielen (Art. 52 und 56 EnFV)

Das Parlament hat im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 beschlossen, neue Wasserkraftwerke sowie erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Wasserkraftwerken mit Investitionsbeiträgen zu unterstützen (Art. 24 und 26 EnG). Der VSE begrüsst diesen Entscheid, bildet doch die Wasserkraft das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung und die conditio sine qua non für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050. Durch die Investitionsbeiträge wird für die Wasserkraft als wichtigste einheimische erneuerbare Energiequelle zudem ein vergleichbares Instrument wie für andere erneuerbare Energien geschaffen.

Vor diesem Hintergrund irritiert, dass die EnFV tiefere Investitionsbeiträge für erhebliche Erneuerungen von bestehenden Anlagen vorsieht als für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen (Art. 52 Abs. 2 und 3 EnFV). Diese Unterscheidung findet keine Grundlage im Gesetz und setzt darüber hinaus falsche Anreize. Aus öko-

logischer Sicht ist der Erhalt von Anlagen durch Erneuerungen sinnvoller als neue Eingriffe in die Natur. Zudem ist es für die Energiebilanz unerheblich, ob der Strom aus Neuanlagen oder Erneuerungen stammt. Damit sind einerseits die tiefer angesetzten Investitionsbeiträge für Erneuerungen auf dasselbe Niveau zu heben wie jene für Neuanlagen und Erweiterungen.

Andererseits ist die Priorisierung in der Reihenfolge der Berücksichtigung (Art. 56 EnFV) aufzuheben. Sie würde Erneuerungsprojekte faktisch von den Investitionsbeiträgen ausschliessen, da das Kontingent stets durch Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen ausgeschöpft sein dürfte. Dies ist nicht im Sinne des Gesetzgebers, der klar auch Erneuerungen unterstützen will.

Antrag

Energieförderungsverordnung

Art. 52 Ansätze

2 *Streichen*

3 *Streichen*

Art. 56 Reihenfolge der Berücksichtigung

- 1 Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, können auch später eingereichte Gesuche laufend berücksichtigt werden, bis die Mittel für diese ~~vier~~ zwei Jahre ausgeschöpft sind.
- 2 Können nicht alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte ~~zur Realisierung einer Neuanlage oder Erweiterung~~, die die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zu den als Investitionsbeitrag zu bezahlenden Mitteln aufweisen zuerst berücksichtigt.
- 3 Die Mehrproduktion bei Erweiterungen bemisst sich nach der durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung. Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche um Investitionsbeiträge für Neuanlagen und Erweiterungen berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so werden Projekte zur Realisierung von Erneuerungen berücksichtigt. Dabei werden diejenigen Projekte zuerst berücksichtigt, die die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zu den als Investitionsbeitrag zu bezahlenden Mitteln aufweisen.
- 3^{bis} Die Mehrproduktion bei Erneuerungen bemisst sich nach der Differenz zwischen der durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion mit Erneuerung gegenüber der durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion ohne Erneuerung in den ersten fünf vollen Betriebsjahren nach der Erneuerung.
- 4 Gesuche für Anlagen, die nicht berücksichtigt werden können, werden jeweils an den folgenden Stichtagen mit den neu hinzugekommenen Gesuchen nach den Absätzen 1–3 erneut beurteilt, sofern sie in der Zwischenzeit nicht zurückgezogen werden. Das BFE erteilt auf Anfrage eine Erlaubnis zum vorzeitigen Baubeginn gemäss Art. 36 und berücksichtigt dabei die Verschiebung auf den folgenden Stichtag als schwerwiegenden Nachteil.
- 5 ...
- 6 Der Entscheid an die Gesuchsteller über die Berücksichtigung ist spätestens drei Monate nach dem Stichtag mitzuteilen.

Weiter ist die NPV-Berechnung zur Ermittlung der nicht-amortisierbaren Kosten zu verbessern und die Zuteilung der Fördergelder ist effizienter zu gestalten. Wir verweisen dazu auf die beiliegende Synopse (Art. 55ff EnFV).

6. Einspeisevergütungssystem: Bilanzgruppe erneuerbare Energien beibehalten (Art. 29, 30 und 31 EnFV, Art. 24, 24a, 24b und 25 StromVV)

Die Abnahme des im Einspeisevergütungssystem geförderten Stroms aus erneuerbaren Energien, die Produktionsprognose und die Abgabe des abgenommenen Stroms wird heute durch die Bilanzgruppe erneuerbare Energien (BG-EE) sichergestellt. Der VSE begrüsst, dass für neue Anlagen grösser 30 kW und für bestehende Anlagen > 500 kW im Einspeisevergütungssystem die Direktvermarktung vorgesehen ist. Für die übrigen Anlagen im Einspeisevergütungssystem schlägt der Bundesrat nun vor, die Aufgaben der BG-EE für die Produktionsanlagen im eigenen Netzgebiet an die jeweiligen Verteilnetzbetreiber und ihre Bilanzgruppen zu übertragen. Der VSE erachtet diesen Vorschlag nicht als zielführend, da er ...

- neue Wettbewerbsverzerrungen schafft und für Verteilnetzbetreiber und Bilanzgruppen zu systematischen Verlusten führen kann: Da in jedem Netzgebiet eine unterschiedliche Menge Strom im Einspeisevergütungssystem erzeugt wird, werden die Verteilnetzbetreiber und ihre Bilanzgruppen mit unterschiedlichem Aufwand und finanziellen Risiken belastet. Dies wirkt wettbewerbsverzerrend – nota bene zum Nachteil der heimischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen.
Es ist nicht garantiert, dass die abgenommene Energie zum Referenz-Marktpreis weiterverkauft werden kann. Da der Referenz-Marktpreis als ein Durchschnittspreis über ein Vierteljahr berechnet wird, kann der Verkaufspreis auch tiefer sein, was finanzielle Risiken mit sich bringt.
Weiter entsteht administrativer Aufwand, da gerade PV-Anlagen als stochastische Produktion grosse Ausgleichsenergiemengen mit entsprechenden Kosten verursachen. Dabei ist zu beachten, dass auch für nicht lastganggemessene Anlagen summarisch Prognosen erstellt und diese bilanziert werden müssen sowie Ausgleichsenergiekosten anfallen. Aufgrund der mangelhaften Datenbasis dieser Anlagen sind diese zudem schlechter prognostizierbar als solche mit Lastgangmessung und verursachen daher mehr Ausgleichsenergiekosten. Ferner ist zu bemerken, dass Anlagen, die nicht in der Direktvermarktung sind, keinen Anreiz besitzen, einem Preissignal zu folgen oder Prognosen einzuhalten.
- Rosinenpickerei ermöglicht: Gemäss Verordnungsentwurf können Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, freiwillig Vereinbarungen mit anderen Bilanzgruppen abschliessen (Art. 31 Abs. 1 EnFV). Dadurch stellt sich das Problem der adversen Selektion: Dritte Bilanzgruppen werden mit wirtschaftlich interessanten Anlagen eine Vereinbarung abschliessen. Bei der Bilanzgruppe des Verteilnetzbetreibers verbleiben die Anlagen, bei welchen das Bewirtschaftungsentgelt nicht ausreicht und/oder der Erlös unter dem Referenz-Marktpreis liegt.
- diskriminierend wirkt: Gemäss bundesrätlichem Vorschlag erhalten die Bilanzgruppen für die Pflichtabnahme zum Referenz-Marktpreis ein geringeres Bewirtschaftungsentgelt als für die Abnahme von Direktvermarktern. Für Netzbetreiber ist gar kein Bewirtschaftungsentgelt vorgesehen. Diese Diskriminierung ist nicht nachvollziehbar und müsste beseitigt werden, damit Bilanzgruppen und Verteilnetzbetreiber durch die Abnahme zum Referenz-Marktpreis keine wirtschaftlichen Nachteile erleiden.
- ineffiziente Strukturen schafft: Die vorgesehene direkte Beziehung zwischen Anlagenbetreiber und Bilanzgruppe ist nicht effizient. Bei jedem Wechsel des Verteilnetzbetreibers zu einer anderen Bilanzgruppe müssten alle lastganggemessenen Anlagen der neuen Bilanzgruppe übertragen werden. Damit wird die «Mobilität» der Netzbetreiber eingeschränkt. Gewisse Netzbetreiber könnten für Bilanzgruppen nicht mehr attraktiv sein und nur noch schlechte Konditionen erhalten (für Bilanzgruppen besteht keine Aufnahmespflicht eines Netzbetreibers). Würde der Verteilnetzbetreiber die Anlagen bei sich bündeln, wäre ein Bilanzgruppen-Wechsel unproblematisch, da eine lastganggemessene Anlage dann abwicklungstechnisch einem lastganggemessenen Stromverbraucher entspricht (bestehender Standardprozess).
- zeitlich nicht umsetzbar ist: Die Ablösung der BG-EE würde zudem zeit- und ressourcenaufwändige Anpassungen erfordern, insbesondere bezüglich Messdatendienstleistungen, weshalb eine Umsetzung auf

1.1.2018 kaum realistisch scheint bzw. mit erheblichem Mehraufwand bei der Beschaffung von Ausgleichsenergie aufgrund unausgeglichener Bilanzgruppen verbunden wäre.

Der VSE beantragt aus diesen Gründen, die BG-EE, welche eine kostenneutrale, solidarische Verteilung der geförderten Energie gewährleistet, beizubehalten und diese durch die folgenden Modifikationen weiter zu optimieren:

- Die BG-EE verkauft die abgenommene Energie direkt und ausschliesslich am Spotmarkt und verteilt die Energie nicht mehr an die Bilanzgruppen. Somit werden die Aufwände minimal gehalten, sogar reduziert.
- Die BG-EE ist explizit *nur* im Energiemarkt tätig und nimmt insbesondere nicht mit ihren Anlagen im vollständig liberalisierten SDL-Markt teil. Anlagen, welche diese und zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten suchen, können in die Direktvermarktung wechseln.

Die Abnahme durch die BG-EE ist vereinbar mit einer vollständigen Marktöffnung, was beim Verordnungsentwurf aus den oben beschriebenen Gründen nicht zutrifft. Die BG-EE sorgt zudem für eine erhöhte Transparenz über indirekte Folgekosten, was staatspolitisch zu begrüssen ist. Da es sich bei der BG-EE um ein etabliertes System handelt, entfallen Aufbaukosten, und es ist bekannt, dass das System in der Praxis funktioniert. Durch die erwähnten Modifikationen lassen sich Effizienzgewinne erzielen und die Transparenz wird weiter erhöht.

Antrag

Energieförderungsverordnung

Art. 29 Bewirtschaftungsentgelt für die Abnahme von Elektrizität

2 Streichen

Art. 30 Entrichtung des Referenz-Marktpreises

Streichen

Art. 31 Bilanzgruppe und Netzbetreiber

1 Streichen

2 Streichen

Stromversorgungsverordnung

Art. 24 Bilanzgruppe für erneuerbare Energien

1 Nicht aufheben

2 Nicht aufheben

3 ... (aufgehoben)

4 Streichen

5 Er verkauft die Elektrizität ausschliesslich an der Strombörse jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz. Die Bilanzgruppen sind verpflichtet, die Elektrizität der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien gemäss Fahrplan anteilmässig entsprechend der Elektrizität abzunehmen, welche die ihnen zugeordneten Endverbraucher beziehen. Bei einer neu gegründeten Bilanzgruppe wird die von den Endverbrauchern bezogene Elektrizität geschätzt.

6 Nicht aufheben

Art. 24a Vergütung an die nationale Netzgesellschaft

1 *Streichen*

2 *Nicht aufheben*

Art. 24b Verweigerung der Vergütung

Nicht aufheben

Art. 25 Zuordnung der Einspeisepunkte

Nicht aufheben

7. Rückspeisevergütung: Gesetzeskonforme marktorientierte Regelung (Art. 13 EnV)

Gemäss der Abnahme- und Vergütungspflicht hat der Netzbetreiber die Produktion kleinerer Anlagen, welche nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen, abzunehmen und angemessen zu vergüten. Die Vergütung orientiert sich dabei an den «vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität» (Art. 15 Abs. 3 lit. a EnG).

Der Entwurf der EnV sieht nun vor, dass sich die Höhe dieser Rückspeisevergütung nach den Kosten des Bezugs bei Dritten und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen richtet (Art. 13 EnV).

Die Bestimmung, wonach sich die Rückspeisevergütung auch nach den Gestehungskosten der eigenen Produktion richtet, widerspricht dem Willen des Gesetzgebers, welcher sich ausdrücklich und praktisch wortgleich am Status Quo orientiert (Art. 2b geltende EnV) und eine marktnahe Vergütung anstrebt (s. z.B. Voten von BR Leuthard und NR Müller-Altermatt am 2. März 2016 im Nationalrat, AB 2016 N 70/71). Für die Festlegung der Rückspeisevergütung sind ausschliesslich die Beschaffungskosten bei Dritten heranzuziehen, denn die Gestehungskosten eigener Produktionsanlagen lassen sich nicht vermeiden. Diese sind weitgehend fix, da die Kraftwerke auch bei der Rückspeisung von dezentral produziertem Strom weiterlaufen. Vermieden werden durch die Rückspeisung nur Kosten für den zusätzlichen Stromeinkauf auf dem Markt. Diese Auslegung wurde unlängst durch die EICom gestützt (EICom-Verfügung Nr. 220-00007 vom 19. April 2016). Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb davon ohne entsprechende gesetzliche Grundlage nun Abstand genommen werden soll.

Die vorgeschlagene Regelung hätte angesichts der heutigen, unter den Gestehungskosten liegenden Marktpreisen, zudem die Schaffung einer zusätzlichen, verdeckten Subventionierungsform zur Folge. Im Gegensatz zur Einmalvergütung, welche die betroffenen Anlagen ja ebenfalls erhalten, werden die Kosten dieser zusätzlichen Subvention jedoch nicht ausgewiesen und bleiben intransparent. Hierfür fehlt die demokratische Legitimation.

Der VSE verweist hierzu auch auf das beiliegende Rechtsgutachten, welches die genannten Aspekte ebenfalls unterstreicht:

- «Aus den Materialien und aus der Vorgeschichte des bestehenden Art. 7 EnG ergibt sich, dass der Gesetzgeber mit der Abnahme- und Vergütungspflicht einen Ausgleich für eine ansonsten schwache Verhandlungsposition der Einspeiser gesucht hat. Weder das bestehende noch das neue Gesetz bezwecken aber eine Subventionierung der Einspeiser. Vielmehr wird in verschiedenen parlamentarischen Voten so-

gar kargestellt, dass das Vergütungssystem näher an den Markt geführt werden soll. Eine Vergütung zu Gesteuerungskosten des Netzbetreibers wäre aber unter heutigen Marktbedingungen eine Subvention, da die Einspeiser mehr erhalten würden, als am Markt.» (Ziff. 52)

- Bei Verteilnetzbetreibern, die die abgenommene Energie nicht (vollständig) in der Grundversorgung absetzen können: «Eine solche Verlusttragung wäre eine unverhältnismässige und unzumutbare Belastung der Netzbetreiber und damit eine Verletzung sowohl der Wirtschaftsfreiheit als auch der Eigentums-garantie.» (Ziff. 55)

Daneben sind verschiedene Präzisierungen in der Verordnung angezeigt:

- Gewisse Verteilnetzbetreiber sind long, d.h. sie beziehen keinen Strom bei Dritten bzw. nicht zu gewissen Zeiten. Für diesen Fall ist zu präzisieren, dass sich die Vergütung nach den potentiellen vermiedenen Kosten richtet. Diese potentiell vermiedenen Kosten entsprechen dem Marktpreis zum Abnahmezeitpunkt.
- Das Gesetz spricht von Kosten gleichwertiger Elektrizität. Diese Präzisierung ist auch auf Verordnungsstufe vorzunehmen. Dadurch wird gleichzeitig kargestellt, dass es sich um Energie handelt und dass Netznutzungsentgelte nicht einzubeziehen sind.
- Weiter ist zu präzisieren, dass nur «Graustrom» vergütet werden muss, was auch der Idee des Bundesrates gemäss Erläuterndem Bericht und der heutigen Rechtslage entspricht.
- Bei den vermiedenen Kosten sind auch die Verwaltungskosten und die Kosten für Ausgleichsenergie zu berücksichtigen. Zu entgelten sind die netto vermiedenen Kosten (d.h. abzüglich der Verwaltungs- und Ausgleichsenergiekosten, die durch die Rückspeisung verursacht werden).

Antrag

Energieverordnung

Art. 13 Vergütung

1 Bei der Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richten sich die Kosten, die der Netzbetreiber für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität vermeidet, nach den tatsächlichen oder potentiellen Kosten des Bezugs gleichwertiger Energie ohne Herkunftsnachweis bei Dritten und den Gesteuerungskosten der eigenen Produktionsanlagen. Dabei sind auch die anteilig vermiedenen Verwaltungskosten zu berücksichtigen. Durch die Abnahme der Energie nach Artikel 15 Energiegesetz verursachte zusätzliche Verwaltungs- und Ausgleichsenergiekosten können von der Vergütung abgezogen werden.

8. Grundversorgungsabzug: Die abgezogene Energiemenge soll in der Grundversorgung zu Gesteuerungskosten abgesetzt werden können (Art. 96, 97 und 110 EnFV)

Die Verordnungsbestimmungen zur Marktprämie sind in erster Linie auf den Grundversorgungsabzug fixiert. Eine eindeutige Aussage, dass die Wasserkraft in der Grundversorgung zu Gesteuerungskosten abgesetzt werden kann, fehlt jedoch sowohl im Gesetz, wie derzeit auch in den Verordnungen. So hat der Präsident der EICOM verschiedentlich darauf hingewiesen, dass Art. 31 EnG interpretationsbedürftig sei. Der gesetzgeberische Wille ist in der parlamentarischen Beratung des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 jedoch klar zum Ausdruck gebracht worden und wurde im Ständerat in der Wintersession 2016 bezüglich Streichung von Art. 6 Abs. 5 StromVG explizit bekräftigt (s. Debatte zum 1. Massnahmenpaket der

Energiestrategie im Nationalrat am 12. September 2016, AB 2016 N 1248 -1249, und Debatte zu Strategie Stromnetze im Ständerat am 8. Dezember 2016, AB 2016 S 1064).

Ohne entsprechende klare Verordnungsregelung riskieren Marktprämienberechtigte, die mit der Grundversorgung betraut sind, dass ihr Absatzpotential in der Grundversorgung weder für die Marktprämie zugänglich ist, noch in der Grundversorgung zu Gestehungskosten abgesetzt werden kann. Aus diesem Grund drängt sich eine entsprechende Präzisierung des gesetzgeberischen Willens in den Verordnungsbestimmungen auf. Zudem muss vermieden werden, dass eine unterschiedliche Praxis gegenüber der Energielieferung zu Gestehungskosten gemäss StromVG und StromVV entwickelt wird (Art. 97).

Um in der Grundversorgung eine Abrechnung zu Ist-Kosten zu ermöglichen und Unter- bzw. Überdeckungen in den Deckungsdifferenzen berücksichtigen zu können – was systemgemäss teilweise erst nach 2022 erfolgt – ist schliesslich die Übergangsbestimmung (Art. 110) anzupassen.

Antrag

Energieförderungsverordnung

Art. 96 Grundversorgungsabzug

2^{bis} Marktprämienberechtigte, die mit der Grundversorgung betraut sind, dürfen die für den Grundversorgungsabzug ermittelten Menge vollständig in der Grundversorgung zu Gestehungskosten absetzen.

Art. 97 Unternehmensbetrachtung in Fällen mit Grundversorgung

Abs. 1 und 2 streichen und neu formulieren

1 Wenn Energie des marktprämienberechtigten Unternehmens den grundversorgten Endverbrauchern von Tochter-, Schwester- und Mutterunternehmen grundsätzlich nach Art. 4 Abs. 1 StromVV zu Gestehungskosten in Rechnung gestellt wird, dann muss sich das marktprämienberechtigte Unternehmen das Grundversorgungspotential dieser Tochter-, Schwester- und Mutterunternehmen anrechnen lassen.

2 Wenn Energie des marktprämienberechtigten Unternehmens den grundversorgten Endverbrauchern von Tochter-, Schwester- und Mutterunternehmen grundsätzlich nach Art. 4 Abs. 1 StromVV zu Gestehungskosten in Rechnung gestellt werden darf, dann dürfen diese Tochter-, Schwester- und Mutterunternehmen Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen zu Gestehungskosten in der Grundversorgung verkaufen (Art. 31 Abs. 2 EnG).

Art. 110 Übergangsbestimmung zur Marktprämie bei Grosswasserkraftanlagen

2 Vom Recht, die in der Grundversorgung absetzbare Elektrizität auch effektiv dort und zu Gestehungskosten anzurechnen zu verkaufen (Art. 31 Abs. 3 EnG), dürfen die Berechtigten erstmals ~~im Jahr 2018~~ für das Jahr 2018 und letztmals für das Jahr 2022 ~~im Jahr 2022~~ Gebrauch machen.

9. Zeitpunkt Inkrafttreten: Praktikable Übergangsfristen nötig

Der VSE begrüsst eine zügige Inkraftsetzung des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050. Dies steht allerdings unter dem Vorbehalt, dass in verschiedenen Bereichen umfassende Vorbereitungsarbeiten nötig sind, welche eine Anwendbarkeit der Bestimmungen ab 1. Januar 2018 verunmöglichen. Insbesondere in den nachfolgenden Bereichen ist deshalb eine spätere Inkraftsetzung vorzusehen:

– Netztarifierung / Flexibilität (Ziff. II StromVV)

Die Netznutzungstarife müssen jeweils per 31. August des Vorjahres veröffentlicht werden. Da die Verordnungen voraussichtlich nicht vor dem Spätsommer in ihrer definitiven Form vorliegen werden, ist es nicht möglich, die Netznutzungstarife für das Jahr 2018 bereits nach neuen Bestimmungen zu berechnen. Es ist deshalb für Art. 18 StromVV eine Übergangsfrist bis zum 1. Januar 2019 notwendig. Diese bedingt zudem, dass die Verordnungen spätestens im Januar 2018 definitiv vorliegen müssen. Ist dies nicht der Fall, muss die Übergangsfrist weiter angepasst werden.

– Konformitätsprüfung Smart Meter (Ziff. II StromVV)

Der Einsatz von Messgeräten erfordert neu eine Konformitätsprüfung. Diese wird auf 1. Januar 2018 noch nicht bereitstehen. Entsprechend könnten ab 1. Januar 2018 keine neuen Messgeräte beschafft und installiert werden. Es muss deshalb definiert werden, dass die entsprechenden Artikel (Art. 3 Abs. 7 lit. f^{bis}, 8a, 8b und 13a StromVV) erst per 1. Januar 2019 in Kraft treten.

– Stromkennzeichnung (Art. 80 EnV)

Die Vorkalkulation für das Lieferjahr 2018 und damit verbunden die Beschaffung der Herkunftsnachweise erfolgt im 2017. Damit die Herkunftsnachweise für eine lückenlose Stromkennzeichnung bereits zum Zeitpunkt der Vorkalkulation einkalkuliert werden können, ist eine erstmalige Anwendung erst für das Lieferjahr 2019 möglich.

Antrag

Stromversorgungsverordnung

Ziff. II

Diese Verordnung tritt am 1. Januar 2018 in Kraft mit Ausnahme der Art. 7 Abs. 3 lit. f^{bis}, Art. 8a, Art. 8b, Art. 8c, Art. 13a (sofern Art. 13a nicht gestrichen wird) und Art. 18. Diese treten am 1. Januar 2019 in Kraft.

Energieverordnung

Art. 80 Übergangsbestimmung zur Stromkennzeichnung

Die Bestimmungen zur Stromkennzeichnung (Art. 4) kommen erstmals für das Lieferjahr ~~2018~~ 2019 zur Anwendung. Bis dahin gelten die Bestimmungen des bisherigen Rechts. Für mehrjährige Energielieferverträge, welche vor dem 1.1.2019 abgeschlossen wurden, gelten die Bestimmungen des bisherigen Rechts für die gesamte Vertragsdauer.

10. Weitere Änderungen

Der VSE hat zudem weitere Themen identifiziert, bei welchen er Anpassungen an den vorgeschlagenen Verordnungen als notwendig erachtet. Zu nennen sind insbesondere:

– Nationales Interesse Speicherkraftwerke (Art. 8 EnV)

Aufgrund der grossen Bedeutung von Speichermöglichkeiten sind auch kleinere Neuanlagen (Abs. 1) sowie kleinere Pumpspeicherkraftwerke (Abs. 4) zu berücksichtigen. Insbesondere sollten auch Wochenspeicher als voll steuerbare Anlagen als nationales Interesse gelten.

– Anlastung Messkosten von Produktionsanlagen (Art. 12 EnV)

Die Messkosten gehen im heutigen Recht zu Lasten der Produzenten (Art. 2 Abs. 3 EnV und Art. 8 Abs. 5 StromVV). Entgegen der Ausführungen im erläuternden Bericht ist diese Kostenanlastung in Art. 12 EnV nicht erwähnt und Art. 8 Abs. 5 StromVV wird mit Hinweis auf den flächendeckenden Smart-Meter-Roll-out gestrichen. Im Sinn der Verursachergerechtigkeit und ohne anderweitige gesetzliche Grundlage ist die Kostentragung der Messung durch den Produzenten beizubehalten. Andernfalls würde eine verdeckte Subventionierung eingeführt. Es wird vorgeschlagen, die Bestimmungen in Art. 12 EnV zu vereinen.

– Teilnahmebedingungen Wettbewerbliche Ausschreibungen (Art. 21 EnV)

Die wettbewerblichen Ausschreibungen dienen der Förderung der Energieeffizienz und sind deshalb technologieneutral auszugestalten. Die jährliche Anpassung der Bedingungen ist ineffizient und führt zu Unsicherheiten. Anpassungen sind nur bei Bedarf vorzunehmen. Ferner ist auf eine Sperrfrist zu verzichten.

– Ausgestaltung Zielvereinbarungen (Art. 41 EnV)

Verminderungsverpflichtungen sind ein effizientes Instrument, um die Energieeffizienz zu steigern. Die Vorgabe einer linearen Erhöhung der Energieeffizienz ist unrealistisch und kontraproduktiv, da sie die Realität in den Unternehmen verkennt und unnötige administrative Hürden schafft, ohne jedoch eine zusätzliche Verbesserung der Energieeffizienz zu bewirken. Generell ist keinerlei Annäherung an die Zielvereinbarungen des BAFU zur Reduktion der CO₂-Emissionen feststellbar. Im Gegenteil, mit Detailvorschriften zum Zielpfad beispielsweise werden gravierende Abweichungen gar zementiert. So bleiben alle bisher bemängelten Differenzen der Rechtsgrundlagen bestehen, entgegen dem Versprechen, das der Bundesrat zur Harmonisierung aufgrund der Motion Schilliger 15.3543 abgegeben hatte.

– Vergütungssätze und Vergütungsdauer (Anhänge 1.1, 1.2 und 1.3 EnFV)

Mit der EnFV sollen die Vergütungssätze nochmals stark reduziert werden. Grundsätzlich begrüsst der VSE diese Senkung. Allerdings ist bei der Berechnung der neuen Vergütungssätze die von 20 auf 15 Jahre verkürzte Vergütungsdauer zu berücksichtigen. Andernfalls werden kostendeckende Investitionen für eine längere Zeit verunmöglicht.

– Abbau der Warteliste (Art. 21 EnFV)

Der VSE spricht sich für die vom Bundesrat vorgeschlagene Variante A aus. So wird sichergestellt, dass Produzenten, welche bereits ohne Förderung investiert haben und somit ein erhebliches unternehmerisches Risiko auf sich genommen haben, zuerst in die Förderung aufgenommen werden.

– Gebührenrahmen im Bereich des Herkunftsnachweiswesens (Anhang 3 HKSV)

Die vorgeschlagene massive Gebührenerhöhung für Transaktionen im Zusammenhang mit Herkunftsnachweisen sind nicht nachvollziehbar und mit Blick auf den derzeitigen Wert der Zertifikate auch nicht gerechtfertigt. Anstatt die Gebühren zu erhöhen, sind vielmehr die Prozesse effizienter auszugestalten, um Kosten zu senken.

– Manuelle Lastabwürfe

Weiter möchten wir darauf hinweisen, dass die Stromversorgungsverordnung zurzeit nicht beschreibt, wie manuelle Lastabwürfe als Massnahme für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu regeln sind. Im Rahmen der laufenden Revision sollte dieser Punkt in der StromVV festgehalten werden. Der VSE wird dem BFE einen entsprechenden Vorschlag zur Anpassung der StromVV unterbreiten.

In den im Brief erläuterten sowie in verschiedenen weiteren Punkten verweisen wir wie eingangs erwähnt auf die beiliegenden detaillierten Stellungnahmen in Synopsenform.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für Fragen oder Gespräche gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse


Michael Frank
Direktor


Stefan Muster
Bereichsleiter Wirtschaft und Regulierung

Beilagen:

- Synopsen pro Verordnung mit Anträgen und Begründungen:
 - Energieverordnung (EnV)
 - Energieförderungsverordnung (EnFV)
 - Revision der Stromversorgungsverordnung (StromVV)
 - Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)
 - Revision der CO₂-Verordnung
 - Revision der Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (GebV-En)
- Rechtsgutachten zur Gesetzeskonformität der Rückspeisevergütung gemäss Verordnungsentwurf zur Energiestrategie 2050