

ADEV Wasserkraftwerk AG Postfach 550, 4410 Liestal

Schweizerische Eidgenossenschaft
Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesrätin Doris Leuthard
Kochergasse 6
3003 Bern

Versand per Email: energiestrategie@bfe.admin.ch

Liestal, 8. Mai 2017

Umsetzung erstes Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 Vernehmlassung Änderungen der Verordnungen

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu den neuen bzw. angepassten Verordnungen im Rahmen der Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes zur Energiestrategie 2050.

Das erste Massnahmenpaket ES2050 begrüssen wir sehr. Kleinwasserkraftwerke haben die Industrialisierung der Schweiz ermöglicht und Ihre Geschichte kann bis zu 500 Jahre zurückverfolgt werden. Diese kleineren Wasserkraftwerkseinheiten sind das beste Zeugnis einer nachhaltigen menschlichen Nutzung unserer erneuerbaren Ressourcen. Sie haben vielleicht die Wassergerinne verändert, aber nie ökologisch vernichtet und die Auswirkungen wurden zudem mit den neueren Regelungen im Gewässerschutzgesetz massiv verbessert. Dazu sind sie dezentral dort, wo der Strom verbraucht wird. Die Nutzung dieser unendlichen, dezentralen und umweltfreundlichen Ressource sollte daher weiterhin möglich bleiben.

Wir beschränken uns in unserer Stellungnahme auf die Ermöglichung der weiteren Nutzung dieser erneuerbaren Ressource. Bei verschiedenen Artikeln sehen wir hier Optimierungspotential, sowie bei den Übergangbestimmungen für schon baubewilligte Kleinwasserkraftwerke.

Stellungnahme zur StromVV

Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch

Der gesamte Artikel mit Absatz 1 und 2 haben keine gesetzliche Grundlage. EnG Art 17 Abs.2 spezifiziert die Anforderungen gemäss Strom VG (Art 6 und 7). Die Verordnung kann diesen Artikeln nicht widersprechen.

Absatz 2: Eine solche Regelung ist überflüssig, da ein solcher Fall kaum eintritt und zudem ein Endverbraucher eventuell später wieder zum Netzbetreiber wechseln will und darf.

Änderungsantrag Art. 3a: Art 3a Absätze 1 und 2 ersatzlos streichen.

Art. 8a, 8b, 8c, 8d intelligente Messsysteme

In einem offenen Markt darf die Messhoheit nicht einem Netzbetreiber vorbehalten werden. Jeder Dritte, der die hohen Anforderungen der Strommessung beherrscht, muss auch Messdienstleistungen erbringen dürfen. In Art 8c Abs1 ist dies noch nicht ganz so umgesetzt bzw. kann missverstanden werden. Intelligente Steuer- und Regelsysteme darf auch jeder Stromkonsument selber einsetzen, um seinen Verbrauch zu steuern. Dieses Recht darf nicht nur beim Netzbetreiber liegen.

Die übrigen Formulierungen begrüssen wir sehr.

Art. 18 Abs. 2 Regelung Netznutzungstarif

Diese Regelung ist sehr wichtig, dass über das Messwesen nicht Eigenverbrauchsanlagen verhindert werden, durch sehr hohe unverhältnismässige Messkosten. Wir begrüssen daher die Regelung mit 70% Arbeitstarif ausdrücklich.

Art. 26 Abs. 3

Die Erbringung von Systemdienstleistungen durch die Erneuerbaren ist zwingend notwendig, wenn die Energiewende gelingen soll. Mit diesem Artikel soll die zusätzliche Systemdienstleistung verhindert werden, indem sie nicht vergütet werden darf, nicht einmal bei Anlagen, die zum Marktpreis einspeisen müssen. Das ist paradox!

Änderungsantrag Abs. 3:

Erzeuger, deren Anlagen Elektrizität gestützt auf die Artikel 15 und 19 EnG einspeisen, und die die physisch gelieferte Elektrizität oder einen Teil davon der nationalen Netzgesellschaft als Regelennergie verkaufen, erhalten für diese Elektrizität ~~keine~~ eine zusätzliche Vergütung nach den Artikeln 15 und 19 EnG.

Stellungnahme zur EnV

Art. 8 Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse

Ein nationales Interesse sollte nicht auf Basis von Technologien oder Erneuerung/Erweiterung/ Neubau definiert werden, sondern auf Basis der Anforderungen der Energieversorgung. Mögliche Kriterien sind somit:

- Energiemenge, Produktionszeitraum (→ Winterenergie),
- Zuverlässigkeit,
- Prognostizierbarkeit und Flexibilität der Energieproduktion

Die Wasserkraft erfüllt diese Anforderungen unbestritten in hohem Masse:

- Wasserkraftanlagen mit Einzugsgebiet in tieferen Höhenlagen haben ebenfalls eine sehr hohe Winterproduktion, teils weit über 50 %.
- Die Produktion aus Wasserkraft ist regelmässig und einfach prognostizierbar.
- Insbesondere Durchlaufkraftwerke können problemlos rasch vom Netz getrennt werden, sofern erforderlich. Bei anderen Kraftwerken ist dies mit geringfügigen Modifikationen (By-pass) ebenfalls problemlos möglich.

Eine Unterscheidung zwischen neuen und bestehenden Anlagen ist zur Formulierung des nationalen Interesses nicht relevant – höchstens aus der Perspektive des Umwelt- und Landschaftsschutzes. Die Schutzanliegen kommen jedoch spätestens bei der Interessenabwägung zum Zug. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, wieso die Schutzanliegen doppelt berücksichtigt werden sollen, wenn es um die Gleichrangigkeit des nationalen Interesses geht.

Eine Unterscheidung zwischen steuerbarer und nichtsteuerbarer Produktion ist nachvollziehbar und sinnvoll. Aus Sicht der Herausforderungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien sollten jedoch auch Anlagen mit deutlich kleineren Speichern (Mehrtages speichern) unter das nationale Interesse fallen. Als Grundlage soll die Elektrizitätsmenge dienen, welche dem Jahresverbrauch von 100 privaten Haushalten entspricht. Dies entspricht 500 MWh.

Änderungsantrag Abs. 1: *Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie eine mittlere Jahresproduktion von mindestens 500 MWh erreichen.*

Eventualiter: Grundlage von 1 MW Leistung anwenden:

1 Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie:

a. im Winterhalbjahr über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 6,7 GWh verfügen; oder

b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 5 GWh und über mindestens 30 Stunden Stauinhalt bei Volleistung verfügen.

Art. 11 Anschlussbedingungen

Abs. 1: ist bereits vielfach geregelt und daher überflüssig!

Eine vertragliche Festlegung von Anschlussbedingungen zwischen Produzent und Netzbetreiber ist eine Diskriminierung gegenüber der Beziehung Stromverbraucher und Netzbetreiber und eine einzigartige bürokratische zusätzliche, komplett überflüssige Regelung. Zwischen einem Stromverbraucher und einem Netzbetreiber wird NIE ein zusätzlicher individueller Vertrag abgeschlossen. Sonst müssten nun rund 2'300'000 zusätzliche Verträge zwischen jedem CH-Haushalt mit seinem Netzbetreiber abgeschlossen werden. Alle Vorgehen und nötigen Vorgaben für den Netzanschluss für einen Strombezüger und nun auch für einen Eigenproduzenten sind in Gesetzen und vielen Verordnungen völlig ausreichend geregelt: Nebst EnV und EnFV sind das die Verordnung über elektrische Starkstromanlagen (Starkstromverordnung), Verordnung über elektrische Niederspannungsinstallationen NIV, Verordnung über elektrische Leitungen (Leitungsverordnung LeV), etc. und zusätzlich in Branchendokumenten des VSE und dazu in den Technischen Anschlussbedingungen TAB der jeweiligen Netzbetreiber absolut völlig ausreichend geregelt. Gewährleistet wird dies mit dem jeweiligen Anmeldeprozedere für eine Produktionsanlage wie ESTI-Anmeldung, Installationsgesuch beim Netzbetreiber, Abnahme durch den örtlichen Netzbetreiber und den 2 Abnahmeprozedere, Sicherheitsnachweis und Abnahme durch das Eidgenössische Starkstrominspektorat ESTI wird vor Ort völlig ausreichend geregelt.

Mit diesen Regelungen weiss der Netzbetreiber alle relevanten Angaben:

- Die Anschlusskosten wird er nichtdiskriminierend festlegen,
- die maximale Einspeiseleistung geht aus dem Installationsgesuch hervor,
- wie/wann die produzierte Energie verbraucht wird, ergibt sich aus dem Verbrauch vor Ort (Lastprofil eines Verbrauchers) und kann sicher nie in einem Vertrag geregelt werden
- Die Vergütung ergibt sich aus der gesetzlichen Regelung Art 13 EnV oder wird vom Netzbetreiber freiwillig höher festgelegt.

Die Mitteilung an den Netzbetreiber, welche Haushalte an einer Eigenverbrauchsgemeinschaft teilnehmen, ergibt sich aus dem Installationsgesuch und ist darüber hinaus während dem Betrieb noch in Artikel 19 EnV geregelt.

Eine zusätzliche, hier vorgesehene individuelle Regelung erzeugt Rechtsstreitigkeiten, mehr Bürokratie und komplett überflüssige Mehrkosten.

Änderungsantrag Abs. 1: *ersatzlos streichen*

Änderungsantrag Abs. 2: *Auch dieser Absatz ist selbstverständlich schon in oben zitierten Verordnungen und zusätzlich in den Technischen Anschlussbedingungen bei jedem Elektrizitätsversorger festgehalten und kann ersatzlos gestrichen werden.*

Änderungsantrag Abs. 3: *Den Artikel unterstützen wir grundsätzlich. Der Anfang muss aber noch wie folgt angepasst werden:*

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Energieerzeugungsanlage mit dem ...

Art. 13 Abs. 1 Vergütung von Elektrizität

Eine neue Regelung wonach die vermiedenen Kosten der Elektrizitätsversorger genauer definiert sind, begrüßen wir sehr. Die gewählte Formulierung ist aber sehr aufwendig umzusetzen, einzeln in jedem Netzgebiet und das jedes Jahr. Dazu ist der Marktpreis gemäss EnG Art 15 Abs 3a zu definieren. Der heutige Börsen-Marktpreis bildet sich hauptsächlich aus fossilem Strom. Das kann nie „gleichwertig“ mit erneuerbar sein, gemäss Gesetzesvorgabe EnG Art 15 Abs. 3a. Dort ist ganz klar festgehalten, dass sich die Vergütung aus erneuerbarer Energien nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für gleichwertige Energie richten muss. Daher ist dieser Börsen-Marktpreis sicher nicht die richtige Referenz für den Marktpreis. Ein „gleichwertiger“ Preis muss sich sodann aus erneuerbaren Energien zusammensetzen.

Änderungsantrag Art 13, Abs 1 neu:

Bei der Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richten sich die Kosten, die der Netzbetreiber für die Beschaffung gleichwertiger Energie vermeidet, nach den Beschaffungskosten für Energie aus neuen zentralen inländischen Produktionsanlagen.

Art. 14 Anlagenleistung

Die Anlagenleistungen der verschiedenen Technologien müssen alle auf gleicher Grundlage beruhen, nämlich der maximalen installierten Leistung. Dies ist auch internationaler Standard. Es ist nicht nachvollziehbar, wieso für die Wasserkraft die hydraulische Bruttoproduktion als Basis für die Leistungsbestimmung angewendet wird. Mit der vorliegenden Leistungsdefinition ist so beispielsweise auch die Grosswasserkraft mit Anschlussleistungen bis zu 25 MW (s. Beispiele aktuelle KEV Bezüger) anspruchsberechtigt auf die Förderung über das Einspeiseprämienystem, was nicht im Sinne des Fördersystems sein kann bzw. international wohl einmalig ist. Die Grenze zwischen Gross- und Kleinwasserkraft ist international immer als Engpassleistung, also als maximal mögliche elektrische Leistung über einen gewissen Mindestzeitraum, definiert. Zudem führt die Definition Art. 14 zu einer Ungleichbehandlung der Technologien, wie beispielsweise in Art. 15 EnFV oder Art. 15 EnG. 11

Änderungsantrag Abs. 2: Die Leistung einer Wasserkraftanlage bezieht sich auf die maximal mögliche elektrische Leistung (Engpassleistung)

Stellungnahme zur EnFV

Art. 3 Neuanlagen

Erweiterungen oder Erneuerungen sind nun nicht mehr berücksichtigt. Wir erachten dies als energiepolitisch falscher Ansatz. Dieser wurde auch während der Beratung zum neuen EnG im Parlament verworfen. Daher soll dieser Ansatz in Anlehnung an die alte EnV berücksichtigt werden.

Änderungsantrag Absatz 1:

Als Neuanlage gelten:

- a. Bei Wasserkraftanlagen, die ein hydraulisches Potential erstmals oder erneut nutzen.
- b. Bei den übrigen Technologien, Anlagen, die erstmals an einem Standort erstellt werden.

Änderungsantrag Absatz 2:

Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt, einen aufgegebenen ehemaligen Standort wieder nutzt oder erheblich erneuert wird, wenn kumulierend folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

- a) Die Investitionskosten für die Erweiterung oder Erneuerung müssen mindestens 50 Prozent der für eine Neuanlage erforderlichen Investition betragen.
- b) Mindestproduktion Elektrizität nach Erweiterung oder Erneuerung: darf gegenüber dem Zustand vor Erweiterung oder Erneuerung nicht kleiner sein.
- c) Die Nutzungsdauer der alten Anlage muss zu mindestens zwei Dritteln der festgelegten Vergütungsdauer abgelaufen sein.

Art. 10 Ausnahmen von der Untergrenze bei Wasserkraftanlagen

Die Formulierung des Gesetzes wurde in der EnFV weiter verschärft. Dafür gibt es keinen Grund, und aufgrund der bereits bestehenden starken Einschränkung der Kleinwasserkraft und der hohen Relevanz der Technologie bei der Erreichung der in der ES2050 formulierten Ziele ist dies nicht nachvollziehbar. So wurde die im Gesetz formulierte „oder“ Verknüpfung zwischen „bereits genutzten Gewässerabschnitten“ und „keine neuen Eingriffe in natürliche Gewässer“ in der Verordnung so umformuliert, dass nun beide Bedingungen erfüllt sein müssen. Die Vernehmlassungsversion schafft hier unnötige Administration, Komplexität und Verunsicherung. Die Formulierung im Gesetz ist klar und einfach, pragmatisch und effizient in die Verordnung umsetzbar. Es gibt keinen Grund, das Gesetz auf Verordnungsebene weiter zu verschärfen. Auch wird ein sehr unterschiedlich interpretierbarer Begriff eingeführt mit „ökologisch wertvolle Gewässer“. Im Gesetz sind klarere Aussagen vorhanden.

Änderungsantrag: *Nebst den Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, sind folgende Wasserkraftanlagen von der Untergrenze nach den Artikeln 19 Absatz 4 Buchstabe a und 24 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer 2 EnG ausgenommen:*

a. Anlagen innerhalb bereits genutzter Gewässerstrecken, inklusive Dotierkraftwerke soweit gegenüber dem bestehenden Zustand die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden können; oder

b. Anlagen, welche keine neuen Eingriffe in natürliche Gewässer verursachen, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden können.

c. Anlagen, die im Zusammenhang mit anderweitigen Gewässereingriffen wie Renaturierungen und Hochwasserschutzmassnahmen erstellt werden, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden können.

Art. 15 Direktvermarktung

Bereits erbaute Anlagen und heutige KEV-Anlagen müssen Bestandes Schutz haben. Alle Artikel, die dieses Schweizerische Fundament der Gesetzes-Verlässlichkeit oder Rechtssicherheit in Frage stellen, lehnen wir ab. Die erneuerbare Energie darf auf keinen Fall dazu missbraucht werden, dass die Schweizerische Gesetzgebung unzuverlässig wird! Daher lehnen wir den erzwungenen Wechsel zur Direktvermarktung für Anlagen über 500 kW strikte ab, zumal damit kaum wirtschaftliche Vorteile für die eine oder andere Seite sich daraus ergeben. Mit wirtschaftlichen Anreizen kann dies aber sehr wohl gefördert werden, indem eine Wahlmöglichkeit eingeführt wird für alte Anlagen. Für neue Anlagen soll die Pflicht zur Direktvermarktung erst ab 100 kW gelten, wie auch in Deutschland mit dem neuen EEG (§21 EEG 2017). Dies scheint sich europäisch zu etablieren.

Änderungsantrag:

Absatz 1: *Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als ~~30~~ 100 kW.*

Absatz 2: *ersatzlos streichen*

Absatz 3: *Sämtliche Betreiber von bestehenden Anlagen können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung und wieder zurück wechseln. Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist ausgeschlossen.*

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Eine Regelung als Voraussetzung zu einem neuen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch begrüßen wir, aber er muss unter 10% sein. Viele alte Industriearale wurden in den letzten Jahren stromtechnisch teilweise stark aufgesplittet für die Einmietung kleiner Unternehmen oder Loftwohnungen und für die dafür nötige individuelle Abrechnung direkt durch den Netzbetreiber. Dabei wurden Kleinwasserkraftwerke meist ausgelagert. Diese versorgen dann wie schon über Jahrzehnte Gebäude von Dritten nach wie vor mit eigenem Stromnetz. Eine Aufsplittung dieser Netze wegen einer Vorgabe von diesem Artikel wird unverhältnismässig teuer.

Beispiel: Unsere Kleinwasserkraftwerke Mossbrunnen 1 und 2 versorgen 2 Liegenschaften mit einer Netzanschlusskapazität von rund 40 kW. Unsere Kraftwerke haben eine Nennleistung von knapp 800 kW. Der Eigenverbrauchsanteil liegt somit bei 5%.

Änderungsantrag: 5% anstatt 10% und Schaffung eine Möglichkeit von einer *Ausnahmeregelung*.

Art. 27, Abs. 5 Auszahlung der Vergütung

Der neue Vorschlag ist eine Verschlechterung der heutigen Regelung. Sie spart nur unwesentlich KEV-Gelder, aber wird zu weiterem administrativem Aufwand führen, da KEV Anlagen gemäss früherer Regelung bis Ende Kalenderjahr des letzten Jahres ausbezahlt werden müssen.

Änderungsantrag Abs. 5: *Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat Kalenderjahr ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.*

Art. 28 Abs. 2 Verweigerung der Vergütung

Der Vernehmlassungsentwurf ist eine Verschlechterung gegenüber der heutigen Regelung. Der Betreiber darf nicht wirtschaftlich benachteiligt werden, wenn er kein Verschulden, beispielsweise aufgrund höherer Macht oder höherem öffentlichen Interesse etc., an der Nichteinhaltung von Vorgaben hat.

Beispiel: Die ADEV musste für den Bau eines Betriebsgebäudes der BLS Ihre Kraftwerksanlage 2 Monate stilllegen und dann im gleichen Jahr noch wegen einer Brückensanierung der BLS über Ihren Kanal. Damit könnte sie unter 20% Mehrproduktion in diesem Jahr fallen und daher für das ganze Jahr und evtl. länger keine KEV erhalten. Ein solcher Fall darf nie zu einer Einbusse oder gar Entzug der KEV führen.

Änderungsantrag Abs. 2:

Hält der Betreiber die rechtlichen Vorgaben nicht ein, so entfällt der Anspruch auf Vergütung ebenfalls bis er diese Vorgaben wieder einhält. Im Falle von Gründen für die der Anlagenbetreiber nicht einzustehen hat, wird die Vergütung rückwirkend zurückerstattet.

Art. 51 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Die Formulierung in Absatz 1 ist nicht ganz klar. Wir gehen davon aus, dass jeweils eines der Kriterien a. bis e. gelten muss, dass die Erweiterung einer Anlage erheblich ist.

Änderungsantrag Abs.1: *jeweils „oder“ nach jedem Abschnitt a, b, c, d einfügen.*

Die Formulierung in Abs. 2, Bst. b ist nicht eindeutig. Es wird einerseits auf die Jahresproduktion der letzten 5 Jahre verwiesen, andererseits auf eine Investition in Rp./kWh. Wir interpretieren diese Regelung so, dass bei einer durchschnittlichen Jahresproduktion von 1 Mio. kWh über die letzten 5 Jahre die Investition mindestens CHF 100'000 (1 Mio. kWh x 10 Rp./kWh) betragen muss.

Änderungsantrag Abs. 2 Buchstabe b: *das Verhältnis von Investition zur durchschnittlich in einem Jahr der letzten fünf vollen Betriebsjahre erzielten Nettoproduktion mindestens 10 Rp./kWh beträgt.*

Art. 65 Anrechenbare Investitionskosten

Die anrechenbaren Planungs- und Bauleitungskosten sind nicht vollständig und mit 15 Prozent zu tief angesetzt. Insbesondere Wind- und Kleinwasserkraftwerke sind komplexe Projekte, welche sorgfältig in die natürliche Umgebung eingepasst werden müssen. In der Praxis liegen die Planungskosten im Bereich von bis zu 20 Prozent.

Änderungsantrag Abs.1: *Für die Berechnung des Investitionsbeitrags sind insbesondere die Erstellungs-, die Planungs- und die Bauleitungskosten sowie die Eigenleistungen des Betreibers und anfallende Kommunikations- und Beratungskosten (mit Kantonen, Gemeinden, Verbänden und Anrainern) anrechenbar, sofern sie:...*

Änderungsantrag Abs. 2: *Planungs- und Bauleitungskosten werden höchstens bis zu einer Höhe von ~~15~~ 20 Prozent der anrechenbaren Erstellungskosten angerechnet.*

Art. 71 Verbleibende Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer in Anhang 2.2, Ziffer 3 ist eine rein technische Nutzungsdauer, welche nur bei äusserst sorgfältigem Betrieb- und Unterhalt erreicht werden kann. Nicht berücksichtigt wird dabei, dass eine Konzession heute in der Regel deutlich kürzer ausgelegt wird und dass auch mit einem Rückbau bei Ablauf der Konzession gerechnet werden muss. Dies insbesondere auch unter

Berücksichtigung einer schweren Abschätzbarkeit, ob auch in 35 Jahren die Marktpreise eine Weiterführung des Betriebs erlauben. Die hohen Nutzungsdauern benachteiligen die Kleinwasserkraftwerke diesbezüglich auch gegenüber anderen Technologien. Daher müssen die Nutzungsdauern auf die maximale Konzessionslänge veranschlagt werden.

Änderungsantrag: *Zur Bestimmung der verbleibenden Nutzungsdauer wird auf die Nutzungsdauer des neu eingebauten Bestandteils abgestellt, ~~der die ...aufweist~~: längstens aber bis zum Ende der jeweiligen Konzessionsdauer.*

Anhang 1.1 Wasserkraftanlagen im Einspeisevergütungssystem

Übergangsbestimmungen sind so auszugestalten, dass Springerprojekte auf der Warteliste mit Bau- und Konzessionsbewilligung bis 31. Dezember 2017 die alte Vergütung und Vergütungszeit auf der Grundlage der heute geltenden Anschlussbedingungen erhalten. Diese Projekte wurden mit diesen Anschlussbedingungen über Jahre projiziert und sind beim Bewilligungsverfahren von allen möglichen Opponenten und Naturschutzorganisationen gebilligt worden. Diese und schon in Betrieb stehende Anlagen auf der Warteliste müssen nach bisherigem Recht noch einen positiven Bescheid erhalten.

Jedwelche rückwirkende Änderung der Anschlussbedingungen, der Absenkung von Tarifhöhe und Vergütungszeit für solche Projekte verstösst gegen Treu und Glauben und der Verhältnismässigkeit gemäss Bundesverfassung und stellt die Rechtssicherheit in Frage.

Änderungsantrag Art. 5.1: *Für Betreiber, die eine Anlage gebaut haben und auf der Warteliste stehen und für solche, die bis am 31. Dezember 2017 eine Bau- und Konzessionsbewilligung haben und die 2te Projektfortschrittmeldung eingereicht haben, gelten sowohl die Bedingungen, die Vergütungsdauer wie auch für die Berechnung der Vergütung die zum Zeitpunkt der Einreichung der ersten Projektfortschrittmeldung massgebenden Bestimmungen.*

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

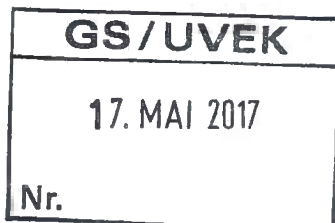
Freundliche Grüsse
A D E V Wasserkraftwerk AG



Andreas Appenzeller
Vorsitzender der Geschäftsleitung



Bernhard Schmocker
Mitglied der Geschäftsleitung



Madame la présidente de la Confédération
Doris LEUTHARD

3003 BERNE, SG-DETEC

Martigny et Clarens le 27 avril 2017

Concerne : Mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.
Ouverture de la procédure de consultation sur les modifications à l'échelon de l'ordonnance.

Madame la présidente,

Nous nous référons à votre courrier du 1^{er} février dernier nous invitant à prendre position sur les ordonnances d'application OEne et OEneR de la loi sur l'énergie adoptée par le Parlement le 30 septembre 2016.

Le comité de notre association professionnelle, en coordination avec le comité de Swiss Small Hydro, a soigneusement analysé les articles de ces ordonnances relatifs au domaine des petites centrales hydrauliques.

Vous voudrez bien trouver en annexe la synthèse de notre analyse et notre prise de position sur ces nouvelles mesures législatives.

Les ordonnances se réfèrent à trois grandeurs de puissance pour les centrales hydrauliques : *électrique, hydraulique moyenne brute et équivalente*. Afin de clarifier nos observations dans notre analyse, nous avons indiqué en préambule les équivalences de ces trois grandeurs de puissance.

La note de calcul annexée détaille les expressions de ces équivalences.

Vous souhaitant bonne réception de ces documents, nous vous adressons, Madame la présidente, nos très respectueuses salutations.

Pour le comité de l'Association des Usiniers Romands
Le président

Le secrétaire



Jean-Marie ROUILLER

Raymond CHENAL

Annexes : mentionnées.

Mise en consultation, jusqu'au 8 mai 2017, des ordonnances sur l'énergie OEnE et OEnER

Observations du comité de l'ADUR, le 11 avril 2017

Remarques préliminaires :

1. Le comité a préalablement examiné les articles de la loi sur l'énergie LEnE du 30 septembre 2016 relatifs aux petites centrales hydrauliques, articles qui sont en rapport direct, explicitement ou non, avec ceux des ordonnances.
2. Pour simplifier l'écriture, les symboles des puissances sont affectés des indices suivants :
 - "é" pour des grandeurs électriques installées : kW_é
 - "h" pour des grandeurs hydrauliques moyennes brutes (Art. 51 LFH) : 1 kW_h ≈ 1,7 kW_é
 - "éq" pour des grandeurs équivalentes (définition RPC) : 1 kW_{éq} ≈ 2,2 kW_é.

LEnE

Art. 15. Obligation de reprise et de rétribution

2 Les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent à l'électricité que si elle provient d'installations d'une puissance électrique maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh.

Cette limite de 3 MW_é (environ 1'700 kW_h) n'est pas mentionnée dans les ordonnances. Sans garantie de reprise et de rétribution par les gestionnaires de réseau, il est fortement douteux que des installations nouvelles puissent se réaliser dans le domaine de puissances de 1'700 à 10'000 kW_h.

Il est indispensable de préciser s'il s'agit de kW_é, de kW_h ou de kW_{éq}

3 Si le gestionnaire de réseau et le producteur ne peuvent pas convenir d'une rétribution, les dispositions suivantes s'appliquent:

a. pour l'électricité issue d'énergies renouvelables, la rétribution se fonde sur les coûts que le gestionnaire de réseau aurait eus pour acquérir une énergie équivalente;

Le gestionnaire ne donnera jamais ses coûts ! Y a-t-il un organe qui tranchera en cas de discordance ?
Faudra-t-il faire un recours auprès

De plus, peut-on légalement et juridiquement imposer après coup une modification de contrat pour les installations qui en bénéficient ? En cas de litige, il y aura des problèmes sur le droit applicable soit : celui au moment des faits = contrat, soit le nouveau en vigueur.

Art. 17 Regroupement dans le cadre de la consommation propre

2 Les propriétaires fonciers peuvent prévoir que la consommation propre commune sur le lieu de production s'étende aux utilisateurs finaux avec qui ils ont conclu un bail à loyer ou à ferme. Ils sont responsables de l'approvisionnement des locataires et fermiers participant au regroupement.

Qui sera responsable de l'approvisionnement du regroupement ?

Légalement, c'est le gestionnaire de réseau. A confirmer ou préciser.

Art. 19 - Rétribution de l'injection d'électricité issue d'énergies renouvelables (système de rétribution de l'injection)

Peuvent participer au système de rétribution de l'injection les exploitants de nouvelles installations si celles-ci sont adaptées au site concerné et produisent de l'électricité issue des énergies renouvelables suivantes:

a. l'énergie hydraulique;

Sont exclus de la participation au système de rétribution de l'injection les exploitants des installations suivantes:
a. les installations hydroélectriques d'une puissance inférieure à 1 MW ou supérieure à 10 MW;

- Le Conseil fédéral peut exempter de cette limite inférieure d'autres installations hydroélectriques pour autant:
- qu'elles soient implantées sur des cours d'eau déjà exploités, ou
 - qu'il n'en résulte aucune atteinte supplémentaire aux cours d'eau naturels.

Cette limite inférieure de 1 MW_h (environ 1'700 kW_e) élimine de fait la plus grande partie du potentiel des petites centrales, notamment celles dont la production annuelle peut aller jusqu'à 6 GWh ! Les exceptions à cette mesure : turbinage de l'eau potable, des eaux usées, des débits de dotation, etc. représentent un domaine déjà fortement exploité et, par conséquent, un potentiel très limité.

6 Le Conseil fédéral peut augmenter la limite de puissance prévue à l'al. 4, let. b, en même temps que la limite de puissance pour la rétribution unique. Il fixe les autres modalités relatives au système de rétribution de l'injection, en particulier:

- l'expiration avant terme du droit de participer au système de rétribution de l'injection;
- la sortie du système de rétribution de l'injection de même que les conditions d'une sortie temporaire;

Les termes "expiration avant terme" et "sortie temporaire" sont financièrement inapplicables. La faisabilité économique d'une installation est déterminée et conditionnée dès la phase de projet aussi bien par des niveaux de rétribution que par leurs durées.

Art. 21 Commercialisation directe

1 Les exploitants vendent eux-mêmes leur électricité sur le marché.

Cette disposition est inapplicable pour de petites installations : leurs exploitants ne sont pas structurés pour vendre eux-mêmes l'électricité qu'ils produisent.

3 En cas de commercialisation directe, la rétribution de l'injection versée se compose du revenu que l'exploitant obtient sur le marché et de la prime d'injection pour l'électricité injectée.

4 La prime d'injection correspond à la différence entre le taux de rétribution et le prix de marché de référence.

Art. 22 Taux de rétribution

1 Le taux de rétribution s'aligne sur les coûts de revient des installations de référence qui sont déterminants au moment de la mise en service d'une installation. Les installations de référence correspondent à la technologie la plus efficace; cette technologie doit être rentable à long terme.

Le taux de rétribution reste inchangé pendant toute la durée de la rétribution.

Art. 23 Prix de marché de référence

Le prix de marché de référence est un prix de marché moyen calculé sur une période donnée.

La formulation de la rétribution d'injection s'écrit (Art. 21, al.3 et 4) :

$$\text{Rétribution de l'injection} = \text{Prix du marché} + \overbrace{(\text{Taux de rétribution} - \text{Prix du marché de référence})}^{\text{Prime d'injection}}$$

Sur quelle base sera fixé le Prix du marché convenu avec le distributeur local ? Il est potentiellement variable selon son bon vouloir. Le Taux de rétribution est déterminé selon le chapitre 2 de l'annexe 1.1. Quant au Prix du marché de référence, il est fluctuant et imprévisible. Dans ces conditions, le dimensionnement économique d'un projet est très difficile, aléatoire, voire impossible, et ceci d'autant plus qu'aucune banque ne prêtera 1 centime sur une base aussi incertaine.

Art. 24 Conditions générales et modalités de paiement

Les exploitants des installations suivantes peuvent bénéficier d'une contribution d'investissement pour autant que les moyens financiers suffisent :

b. Les installations hydroélectriques, à l'exception des centrales à pompage-turbinage:

- pour les nouvelles installations d'une puissance supérieure à 10 MW,
- pour les agrandissements ou les rénovations notables d'installations existantes d'une puissance d'au moins 300 kW;

3 Les exploitants peuvent bénéficier d'une contribution d'investissement seulement lorsque la mise en service d'une nouvelle installation ou d'une installation notablement agrandie ou rénovée est postérieure au 1er janvier 2013.

Les installations mises en service avant le 1er janvier 2013 et dont la puissance électrique est inférieure à ~ 510 kW_e n'ont pas droit à une contribution d'investissement en cas d'agrandissement ou de rénovation. Cette mesure condamne pratiquement toutes les anciennes installations en service, lesquelles sont généralement de nature à être rénovées.

C'est donc une très grande partie du domaine des petites centrales qui est mise en cause, soit par la limite de puissance, soit par l'ancienneté.

Notons encore que cette mesure est d'autant plus incompréhensible que la réhabilitation d'un site ancien conduit toujours à une amélioration de l'écologie de l'eau.

Art. 38 Expiration des mesures de soutien

1 Aucun nouvel engagement n'est pris à partir du 1er janvier:

a. de la sixième année suivant l'entrée en vigueur de la présente loi: dans le système de rétribution de l'injection.

Si la loi entre en vigueur en 2018, les mesures de soutien prennent fin en 2024. Cette durée est trop courte. Logiquement, puisque la durée de la rétribution est limitée à 15 ans, si l'on voulait atteindre les objectifs à l'échéance fixée (2050), les mesures d'encouragement devraient durer au moins jusqu'en 2035.

Art. 72 Dispositions transitoires relatives au système de rétribution de l'injection et au supplément

3 Le nouveau droit s'applique aux exploitants et aux responsables de projet qui n'ont pas reçu de décision positive avant l'entrée en vigueur de la présente loi, y compris ceux qui ont été avisés que leur installation se trouve sur la liste d'attente (avis de mise en liste d'attente), même si leur installation est déjà en exploitation à l'entrée en vigueur de la présente loi.

La production globale attendue de ces projets (liste d'attente) est de 2'168 GWh (correspondant à la consommation d'au moins 500'000 ménages). Une partie de ce potentiel, probablement importante, est déjà exclue du système de rétribution de l'injection par l'application de l'art. 19 de la présente loi.

OEne

Art. 3 Nouvelles installations

1 Sont réputées nouvelles installations:

a. pour les installations hydroélectriques, les installations qui utilisent un potentiel hydraulique pour la première fois;

3 D'entente avec l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), l'organe d'exécution décide s'il s'agit ou non d'une nouvelle installation.

La LEne définit comme nouvelle installation celle qui est mise en service après le 01.01.2013. Pourquoi l'organe d'exécution devrait définir s'il s'agit, ou non, d'une nouvelle installation ? Sur la base de quels critères ?

Section 2: Intérêt national

Art. 8 Installations hydroélectriques présentant un intérêt national

1 Les nouvelles installations hydroélectriques revêtent un intérêt national si elles présentent:

a. une production moyenne attendue d'au moins 20 GWh par an;

L'intérêt national est de produire de l'électricité renouvelable. Cette discrimination envers les installations qui produisent moins de 20 GWh (~5'000 kW_e) est incohérente. Si ces installations produisent évidemment moins que les plus grandes, elles sont, par contre, beaucoup plus nombreuses. Leur contribution à la production est donc significative.

b. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an et au moins 800 heures de capacité de retenue à pleine puissance.

Une installation hydroélectrique qui produit annuellement 10 GWh a une puissance d'environ 2'500 kW_e. En admettant une hauteur de chute nette de 50 m, le débit à pleine puissance est de 6,4 m³/s. La capacité nécessaire pour produire 2'500 kW_e durant 800 heures est de 18'430'000 m³ ! Un tel aménagement est-il imaginable en Suisse ? Cette disposition est parfaitement irréaliste !

Art. 13 Rétribution

1 Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue des énergies renouvelables, les économies de coûts réalisées par le gestionnaire de réseau par rapport à l'acquisition d'une énergie équivalente se définissent selon les coûts du prélèvement auprès de tiers et selon les coûts de revient des propres installations de production.

Quels moyens de contrôle pour le producteur ? Quelles voies de recours ?

Art. 37 Prélèvement

Le supplément s'élève à 2,3 centimes/kWh.

Sur ces 2,3 ct/kWh, 0,28 est consacré à la grande hydro (12,2 %) et 0,22 ct. au remboursement des grands consommateurs (9,6 %). Seulement 0,027 centime est réservé aux investissements pour la petite hydro et la biomasse (1,2 %). Peut-on vraiment parler de *mesures d'encouragement des nouvelles énergies renouvelables, dont la part dans le mix d'électricité doit être massivement augmentée* (Grands axes de la Stratégie énergétique 2050).

OEneR

Art. 15 Commercialisation directe

2 Les exploitants d'installations d'une puissance à partir de 500 kW qui bénéficient déjà d'une rétribution selon l'ancien droit doivent passer à la commercialisation directe.

De quelle puissance s'agit-il ? LFH ou RPC ?

L'exploitant qui est actuellement au régime de la RPC a dimensionné et construit son installation selon une rétribution et une durée fixées par une ordonnance précédente. Pour qu'une telle mesure puisse s'appliquer, il faut nécessairement que le nouveau système de rétribution lui garantisse un tarif et une durée identiques. L'OEneR doit préciser clairement cette disposition.

De plus, peut-on légalement et juridiquement imposer après coup une modification de contrat pour les installations qui en bénéficient ? En cas de litige, il y aura des problèmes sur le droit applicable soit : celui au moment des faits = contrat, soit le nouveau en vigueur.

Art. 24 Avancement du projet, mise en service et obligation d'annoncer

Le cas d'une installation existante qui souhaite entrer dans le système de rétribution n'est pas traité.

Art. 25 Participation définitive au système de rétribution de l'injection

1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi aussi après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment:

- a. l'entrée dans le système de rétribution de l'injection;
- b. si l'installation relève de la commercialisation directe ou si elle est rétribuée au prix de marché de référence, et
- c. le montant du taux de rétribution.

Inacceptable, le producteur doit savoir avant de construire dans quel système il sera intégré. Sinon, la planification financière est impossible et les banques n'entreront pas en matière !

Annexe 1.1. Installations hydroélectriques dans le système de rétribution de l'injection

2.1.2 La puissance équivalente de l'installation est déterminante pour le calcul des taux de la rétribution de base et du bonus d'aménagement des eaux.

La puissance équivalente correspond au quotient de la production nette (en kWh) par la somme des heures de l'année civile concernée. L'année de mise en service ou d'arrêt de l'installation, le nombre d'heures complètes précédant la mise en service ou suivant l'arrêt est déduit dans le calcul de la puissance équivalente.

Les notions de puissance équivalente (RPC) et de puissance hydraulique moyenne (LFH) introduisent de la confusion et de l'incohérence dans l'interprétation des limitations des domaines de puissances des installations. En effet, d'une part, l'OEne prescrit que : *La puissance d'une installation hydroélectrique se rapporte à la puissance théorique. Elle est calculée en se fondant sur l'art. 51 de la loi du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (Art. 14, al. 2).* Ainsi, par exemple, la limitation du domaine des petites centrales est fixée à 10 MW_h, ce qui correspond à ~ 17'000 kW_e, or, cette même limite dans le tableau qui prescrit la rétribution de base est de 10 MW_{éq.}, ce qui correspond à ~ 22'000 kW_e.

Les installations sur les cours d'eau naturels dont la puissance électrique est inférieure à ~ 1'700 kW_e sont exclues de ce système de rétribution.

Par rapport à l'OEne précédente (01.01.2017), la rétribution est inchangée, par contre la durée est réduite de 20 à 15 ans. La charge financière qui résulte de cette réduction est significative ; le taux d'annuité fixe passe de 6,3 à 8,9 % sur la base d'un taux WACC de 3,83 %. Le prix de revient du kWh produit s'en trouve donc fortement augmenté.

Cette modification rend impossible la réalisation de nombreuses installations : est-ce le but recherché ?

Annexe 2.2 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques

3 Tableau des durées d'utilisation

Le calcul des coûts supplémentaires non amortissables se fonde sur la durée d'utilisation des différentes composantes de l'installation.

Le tableau montre les composantes d'une installation hydroélectrique avec en regard, les années d'amortissement. On observe des durées proches de celles qui sont admises pour de grands ouvrages. Par exemple : 80 ans pour le barrage, la prise d'eau, le dessableur, canaux d'amenée, conduite forcée, 40 ans pour le matériel électromécanique et le bâtiment d'exploitation, etc., etc.

L'OEneR et la LEne fixent à 15 ans la durée de la rétribution, ce qui signifie que dans ce délai la majorité des composantes de l'installation devraient être amortie. Au-delà de cette période, le prix de marché présente un risque considérable que les petits producteurs et les banques feront le même raisonnement. Donc l'amortissement résiduel est compromis.

Il y a là une incohérence qui met fortement en cause les contributions d'investissement, lesquels seraient établies sur la base des coûts non amortissables.

Détermination à la page suivante.

Les ordonnances OEne et OEneR portent une atteinte grave au potentiel de production électrique renouvelable des nouvelles petites centrales, et également à la production des installations existantes, souvent très anciennes, puisqu'elles sont exclues des mesures d'encouragement à leur modernisation.

Faut-il le rappeler, la petite hydraulique produit actuellement plus de 5 milliards de kWh par an, soit la consommation de 1,2 million de ménages. Les dispositions législatives précédentes, notamment l'ordonnance du 01.01.2009 qui a institué le régime de la RPC, ont généré une production supplémentaire de 1,255 milliard de kWh de 2009 à 2014 et même 2,4 milliards en comptant les installations qui sont en construction actuellement, grâce à la RPC. La nouvelle loi sur l'énergie, avec ses ordonnances, donne un coup de frein brutal à ce développement.

Ces nouvelles dispositions législatives, ajoutées à celles de la LEaux concernant les mesures d'assainissement des rivières et les débits de dotation, écartent radicalement toute espérance d'atteindre les objectifs, fixés initialement par la Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral : division par deux de la consommation globale du pays et production de 24,2 TWh d'électricité renouvelable (remplacement des centrales nucléaires).

Notre association professionnelle est convaincue de la nécessité d'un changement de notre politique énergétique et elle soutient pleinement la promotion de la production d'énergie décentralisée et renouvelable ainsi que de l'efficacité énergétique.

En tant que pionnières de l'électrification en Suisse, les petites centrales hydroélectriques ont joué un rôle capital dans le développement industriel et agricole, donc économique, de notre pays. Elles contribuent aujourd'hui de manière durable à réduire notre dépendance envers l'importation de courant, souvent d'origine fossile.

Swiss Small Hydro rejette fermement les deux ordonnances mises en consultation. Ces nouvelles mesures législatives sont incompréhensibles face à la crise énergétique et climatique qui nous attend et irresponsables de la part du pouvoir politique.

Swiss Small Hydro est prête à collaborer à la conception et à la mise en œuvre de solutions optimales tant pour la production de l'énergie que pour l'intégration des installations dans l'environnement.

Comité de l'ADUR, 11 avril 2017



Stellungnahme zu den Änderungen auf der Verordnungsstufe im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050

Totalrevision der Energieverordnung (EnV)

Art. 12 Abzunehmende und zu vergütende Energie

Abs. 1: Gemäss Art. 12 Abs. 1 besteht für den Produzenten die Möglichkeit, entweder (a) die am Ort der Produktion produzierte Energie selbst zu verbrauchen oder Dritten zum Eigenverbrauch zu überlassen, oder (b) die gesamte produzierte Energie dem Netzbetreiber zu veräussern. Die Abnahme- und Vergütungspflicht bezieht sich im Fall (a) auf die Überschussproduktion, im Fall (b) auf die Nettoproduktion. Dazu räumt Abs. 3 dem Produzenten die Möglichkeit ein, alle drei Monate zwischen diesen Vergütungsarten zu wechseln.

Die unter Punkt a) beschriebene Regelung gilt dabei auch für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch nach Art. 17 Abs. 1 EnG. Hinter demselben Netzanschluss kann der Zusammenschluss über mehrere Anlagen verfügen. Der Zusammenschluss gilt gemäss Art. 18 Abs. 1 EnG als ein einziger Endverbraucher und verfügt über einen einzigen Messpunkt gegenüber dem Netzbetreiber, sodass der Netzbetreiber nur ein Vertragsverhältnis mit dem Zusammenschluss eingehen kann. Die einzelnen Produzenten innerhalb des Zusammenschlusses sind dem Netzbetreiber nicht bekannt, er erhält keinen Einblick in das Innenverhältnis des Zusammenschlusses. Ein Vertragsverhältnis zwischen dem Netzbetreiber und einzelnen Produzenten innerhalb des Zusammenschlusses kann damit nicht aufgebaut werden.

Der Absatz sollte folglich dahingehend modifiziert werden, dass Produzenten die dezentral erzeugte Energie dem Zusammenschluss abzugeben haben. Dafür treffen gemäss Art. 17 Abs. 1 EnG Grundeigentümer und Anlagenbetreiber Vereinbarungen. Der Zusammenschluss wiederum gibt die Überschussenergie am gemeinsamen Netzanschluss an den Netzbetreiber ab. Eine entsprechende vertragliche Beziehung zwischen Grundeigentümer bzw. Zusammenschluss und Netzbetreiber ist konform mit der Vorgabe, dass der Zusammenschluss gegenüber dem Netzbetreiber über einen einzigen Messpunkt verfügt und zur Einrichtung des Eigenverbrauchs die gesamte Produktionsleistung am Ort der Produktion relevant ist (und entsprechend die hiermit produzierte Energiemenge auch zum Eigenverbrauch zur Verfügung stehen sollte). Die Aufteilung der Vergütung für die an den Netzbetreiber veräusserte Energie auf die einzelnen Produzenten obliegt dem Zusammenschluss.

Abs. 3: Die Regelung des Art. 12 Abs. 3 ist zu streichen.

Antrag

¹ Der Netzbetreiber hat abzunehmen und zu vergüten:

a. einer Produzentin oder einem Produzenten der einen Teil der produzierten Energie am Ort der Produktion (Art. 15) selber verbraucht oder dort einem oder mehreren Dritten zum Verbrauch überlässt (Eigenverbrauch): die dem Netzbetreiber angebotene Überschussproduktion. **Handelt es sich dabei um einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Art. 17 Abs. 1 EnG, tritt der Grundeigentümer als Vertragspartner des Netzbetreibers auf.**

b. einer Produzentin oder einem Produzenten, der die gesamte produzierte Elektrizität dem Netzbetreiber veräussert: die Nettoproduktion.

...

~~² Produzenten und Produzentinnen, die zwischen den Vergütungen nach Absatz 1 Buchstaben a und b wechseln wollen, haben dies dem Netzbetreiber drei Monate im Voraus mitzuteilen.~~

Art. 13 Abs. 1 - Vergütung

Der Einbezug von Gestehungskosten bei der Ermittlung des Vergütungssatzes für Elektrizität aus erneuerbaren Energien ist sowohl aus rechtlicher als auch aus volkswirtschaftlicher Sicht verfehlt und wird von der BKW klar abgelehnt. Die neue Regelung widerspricht dem Energiegesetz sowie der rechtskräftigen ECom-Verfügung (220-00007) vom 22. April 2016 und führt bei Netzbetreibern mit Eigenproduktion zu Verlusten, wodurch Markt- bzw. Wettbewerbsverzerrungen resultieren. Zudem ist die Regelung nicht konform mit einer vollständigen Marktöffnung.

Art. 15 Abs. 3 Bst. a des neuen Energiegesetzes sieht vor, dass sich die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien nach "den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität" richten soll. Da hier von den vermiedenen Kosten der *Beschaffung* die Rede ist, können die Gestehungskosten der Eigenproduktion schon rein sprachlich nicht gemeint sein: Zum einen sind die Gestehungskosten der eigenen Produktion nicht Teil der Beschaffungskosten und zum anderen können die Gestehungskosten der Eigenproduktion gerade im Falle von Wasser- und Kernkraftwerken mit hohem Fixkostenanteil nicht vermieden werden. Die Beschaffung muss folglich als Einkauf bei Dritten verstanden werden. Wie auch die ECom in ihrer Verfügung (220-00007) festgehalten hat, gilt der Einkauf bei Dritten als einzig relevante Grundlage für die Ermittlung der vermiedenen Kosten für die Beschaffung von Graustrom. Demnach sind also weder Gestehungskosten der Eigenproduktion noch die Vertriebskosten für die Festlegung der Rückliefervergütung von Belang. Im Erläuterungsbericht zum Entwurf der EnV führt das BFE hingegen an, dass sich die Höhe der Rückliefervergütung am Energietarif der Grundversorgung orientieren soll. Auch den Energietarifen gemäss Art. 4 Abs. 1 StromVV seien die Gestehungskosten zugrunde zu legen.

Die Argumentation des BFE lehnt sich an die Empfehlung aus der Vollzugshilfe¹ für die Berechnung und Festlegung des Vergütungssatzes vom Januar 2015 an. Hierzu hat die ECom mit ihrer Verfügung jedoch explizit festgehalten, dass die Energietarife der Endverbraucher in der Grundversorgung keine geeignete Referenz für die Rückliefervergütung darstellen.

Die Formulierung im Verordnungsentwurf führt dazu, dass Netzbetreiber mit eigener Produktion die Subventionierung von erneuerbaren Energien übernehmen müssen. Ein Unternehmen mit relativ teurer eigener Produktion müsste demnach besonders grosszügige Rückliefervergütungen zahlen. Verfügt das Unternehmen über mehr Produktion als Absatz in der Grundversorgung, ist es gezwungen, den zusätzlich beschafften erneuerbaren Strom im Grosshandel mit Verlust abzusetzen. Damit verbunden ist erstens eine offensichtliche Wettbewerbsverzerrung: EVU mit eigener Stromproduktion werden im Markt systematisch benachteiligt. Zweitens entstehen dadurch bei den EVU – volkswirtschaftlich ineffiziente – Anreize, möglichst auf eigene Produktion zu verzichten. Und drittens greift der Zwang zur Abnahme mit resultierendem Verlust in die verfassungsmässige Wirtschaftsfreiheit und Eigentumsgarantie ein – weshalb die Bestimmung nicht verfassungskonform wäre.

Darüber hinaus fördert die neue Regelung einseitig den Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion in Versorgungsgebieten, die bereits einen hohen Anteil eigener Produktion haben. Dies ist einerseits aus netz- und versorgungstechnischer Sicht kritisch, da ein solch einseitiger Ausbau Netzengpässe akzentuiert. Andererseits werden – neben den EVU – auch die Kunden in diesen Versorgungsgebieten systematisch benachteiligt. Wird die zusätzliche erneuerbare Energie bzw. die damit verbundenen Gestehungskosten ganz oder teilweise über die Grundversorgung abgerechnet, zahlen die Kunden über den Netzzuschlag hinaus an die Förderung der erneuerbaren Energie. Auch zahlen sie allfällige Mehrkosten im Netz zur Beseitigung von Engpässen.

Die Regelung ist als zusätzliche Massnahme zur Förderung erneuerbarer Energien zum im Rahmen des Netzzuschlags finanzierten Fördermodell vorgesehen. Damit verbunden sind die oben dargestellten bedeutenden Markt- und Wettbewerbsverzerrungen sowie einseitige Benachteiligungen von gewissen Endverbrauchern. Die Förderung der erneuerbaren Energien ist allerdings ein *nationales* Ziel und sollte auch über ein nationales Programm erfolgen, das Wettbewerbsverzerrungen bzw. die Diskriminierung bestimmter EVU und Endverbraucher vermeidet. Soll die Produktion aus erneuerbaren Energien zusätzlich gefördert werden, sollte dies beispielsweise über eine separate Abgabe erfolgen, welche den Endverbrauchern solidarisch auferlegt und transparent in Rechnung gestellt wird.

¹ Vollzugshilfe für die Umsetzung der Anschlussbedingungen der Elektrizitätsproduktion gemäss Art. 7 und Art. 28a des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0); Version 2.1 vom Januar 2015

Schliesslich ist die neue Regelung auch im Hinblick auf eine künftige vollständige Marktöffnung nicht konsistent. Nach dem Entfall des bislang bestehenden Grundversorgungsmodells ist es sehr wohl möglich, dass sich – gerade kleinere – EVU auf ihre Funktion als Netzbetreiber fokussieren und die Versorgung von Endverbrauchern darauf spezialisierten Dritten überlassen. Trotzdem wäre der Netzbetreiber weiter verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Anlagen im Netzgebiet abzunehmen und zu vergüten. Nun allerdings fehlen dem Unternehmen die dazu nötigen Endkunden – es wäre faktisch dazu gezwungen, das Geschäftsmodell zu ändern, um die zwangsweise beschaffte Energie wieder abzusetzen.

Antrag

¹ Bei der Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richten sich die Kosten, die der Netzbetreiber für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität vermeidet, nach den Kosten des Bezugs bei Dritten ~~und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen.~~

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Die Formulierung im Art. 16 EnV sollte dieselben Begrifflichkeiten verwenden wie Art. 17 Abs. 1 EnG.

Antrag

Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die **gesamte** Produktionsleistung ~~der Anlage am Ort der Produktion~~ bei mindestens 10 Prozent der ~~maximalen Netzanschlusskapazität~~ Anschlussleistung am Messpunkt liegt.

Art. 17 – Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern

Abs. 2: Im Entwurf der Energieverordnung ist vorgesehen, dass Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern die dem Zusammenschluss entstehenden Kosten verbrauchsabhängig und verursachergerecht auferlegt werden müssen. Prinzipiell ist das sinnvoll, jedoch gibt es auch Kosten, die nur sehr schwer bzw. mit grossem Aufwand verursachergerecht aufgeteilt werden können. Beispielsweise wäre die verursachergerechte Aufteilung der Stromkosten aus Eigenproduktion und aus Netzbezug auf die Teilnehmer der EVG nur mit sehr grossem Aufwand möglich: Dazu müssten bei jedem EVG-Teilnehmer der verbrauchte Strom aus Eigenproduktion und aus dem Netz genau gemessen, detailliert ausgewiesen und entsprechend der unterschiedlichen Gestehungskosten zu unterschiedlichen Preisen abgerechnet werden. Physikalisch sind die jeweiligen Stromflüsse nur mit jeweils separaten Zählern trennbar. Eine solche verursachergerechte Kostenauflegung würde folglich mit komplizierten EVG-Preismodellen und hohen Kosten einhergehen.

Aus diesem Grund sollte die verbrauchsabhängige und verursachergerechte Kostenauferlegung innerhalb der EVG nur insoweit erfolgen, als dies mit verhältnismässigem Aufwand möglich ist.

Antrag

² Die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer muss, unter Vorbehalt von Artikel 17 Absatz 4 EnG **und soweit mit verhältnismässigem Aufwand durchführbar**, den einzelnen Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern verbrauchsabhängig und verursachergerecht auferlegen:

- a. die extern anfallenden Kosten für die aus dem Netz bezogene Elektrizität, die Netz-, Mess- und Verwaltungskosten sowie die Gebühren und Abgaben an das Gemeinwesen; und
- b. die angemessenen intern anfallenden Kosten für die selber produzierte Elektrizität, die Verbrauchsmessung, die Datenbereitstellung, die Verwaltung und die Abrechnung.

Abs. 4: Dieser Absatz definiert die Austrittsregelung aus dem Zusammenschluss. Demnach können Mieterinnen und Mieter sowie Pächterinnen und Pächter nur dann aus der Eigenverbrauchsgemeinschaft austreten, wenn der Grundeigentümer seinen Pflichten zur Sicherstellung einer angemessenen Versorgung nicht nachkommt. Dies gilt auch für Endverbraucher, die netzzugangsberechtigt sind.

Damit widerspricht der Verordnungsartikel dem Art. 17 Abs. 3 des Energiegesetzes. Dort heisst es, dass netzzugangsberechtigte Endverbraucher ihren Anspruch auf Netzzugang grundsätzlich behalten (während die obige Einschränkung nur für einen Wechsel zurück in die Grundversorgung gilt).

Antrag

⁴ Ein Austritt aus dem Zusammenschluss (Art. 17 Abs. 3 EnG) ist für Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter dann möglich, wenn die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer die angemessene Versorgung mit Elektrizität nicht gewährleisten kann oder die Vorgaben der Absätze 1 und 2 nicht einhält. **Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter des Zusammenschlusses, die Netzzugang nach Art. 13 Abs. 1 StromVG haben, können jederzeit von ihrem Recht auf Netzzugang Gebrauch machen.** Sie haben den Austritt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer schriftlich und begründet mitzuteilen.

Art. 18 Abs. 2 und 3 – Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch

Gemäss Art. 8 Abs. 1 StromVV liegt die Verantwortung für das Messwesen und damit zusammenhängende Informationsprozesse beim Netzbetreiber, beide gelten als Teil des Netzbetriebs. Folglich ist der Netzbetreiber für die Erhebung von abrechnungsrelevanten Messdaten zuständig – eine Delegation dieser Verantwortung an den Zusammenschluss ist gemäss dem genannten Artikel nicht zulässig.

Auch mit intelligenten Messinstrumenten am Speicher kann nicht festgestellt werden, ob die in das Netz abgegebene Elektrizität aus der Energieerzeugungsanlage (EEA) stammt oder zuvor aus dem Netz bezogen und zwischengespeichert wurde, da die Ausspeicherung in das Netz zeitversetzt zur Produktion erfolgt (siehe VSE-Handbuch "Speicher"²). Wird ein Speicher als Mischform betrieben, kann mit messtechnischen Mitteln keine Differenzierung nach Stromqualität vorgenommen werden.

Antrag

Absatz 2 streichen

~~²Können diese Stromspeicher Elektrizität sowohl aus dem Verteilnetz beziehen als auch an dieses abgeben, so sind sie mit einem intelligenten Messgerät nach Artikel 8a StromVV8 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.~~

Art. 19 – Verhältnis zum Netzbetreiber

Abs. 4: Bei Neuanschlüssen ist der Netzanschluss auf den Eigenverbrauch auszurichten, um ein effizientes Netz zu gewährleisten. Die Anschlussleistung dürfte aufgrund des Eigenverbrauchs kleiner sein als bei Vollversorgung aller Verbrauchsstätten aus dem Netz. Kommt es nun zu einer Störung innerhalb oder zu einer Auflösung des Zusammenschlusses, kann der Netzbetreiber daher nicht in jedem Fall umgehend und vollumfänglich die Versorgung sicherstellen. Er kann daher hierzu nicht verpflichtet werden. Zudem ist zu bemerken, dass es für Verbraucher, die nicht Teil einer Eigenverbrauchsgemeinschaft sind, keine entsprechende Regelung der Sicherstellung der Versorgung durch einen Dritten gibt.

Antrag

⁴ Ist die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer nicht in der Lage, die Mitglieder des Zusammenschlusses mit Elektrizität zu versorgen, hat der Netzbetreiber die Versorgung **umgehend soweit möglich** sicherzustellen. Die dem Netzbetreiber dabei anfallenden Kosten hat die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zu tragen.

Abs. 5: Nach Art. 19. Abs. 5 hat der Eigenverbraucher dem Netzbetreiber jährlich die vor Ort produzierte und verbrauchte Elektrizität mitzuteilen. Diese Datenlieferung hat für den Netzbetreiber jedoch keine Relevanz und auch keinen Mehrwert. Hingegen verursacht sie dem Netzbetreiber zusätzlichen Aufwand.

² Handbuch Speicher - Empfehlung zur Umsetzung des Anschlusses und Betriebes von Speichern an den Netzebenen 3 bis 7; HBSP – CH 2016

Ist das BFE für statistische Zwecke an diesen Angaben interessiert, hat der Zusammenschluss (idealerweise der Grundeigentümer und nicht jede Verbrauchsstätte im Eigenverbrauch) die Werte dem BFE direkt mitzuteilen.

Antrag

Absatz 5 streichen oder gemäss den Ausführungen modifizieren.

Energieförderverordnung (EnFV)

Art. 15 und Art. 109 – Pflicht zur Direktvermarktung

Die Artikel sehen – nach einer Übergangsfrist – auch für Anlagen im bestehenden Vergütungssystem eine zwingende Teilnahme in der Direktvermarktung vor. Diese Regelung widerspricht dem Sinn und Geist der Formulierung in der Botschaft vom 4. September 2013, wonach *"bei den Betreibern, die schon im System sind (Gruppe 3), am Einspeisevergütungsanspruch als solchem nicht gerüttelt wird, vor allem nicht hinsichtlich Vergütungshöhe und -dauer"*. Gemäss Energiegesetz (EnG Art. 72 Abs. 5) steht es den Betreibern, die eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, grundsätzlich frei, ob sie an der Direktvermarktung teilnehmen oder nicht. Die zusätzlich formulierte Möglichkeit, wonach der Bundesrat dieses Wahlrecht und damit die Art der Vergütung befristen kann, ist vor dem Hintergrund der Botschaft eher im Sinne einer Ausnahmeregelung zu interpretieren.

Der in Art. 15 sehr strikte und für sämtliche Anlagen ab einer Leistung von 500 kW formulierte Zwang zum Wechsel in die Direktvermarktung tangiert deren Rechts- und Investitionssicherheit. Schliesslich tätigten sie ihre Investitionsentscheide auf Basis des bisherigen Förderregimes. Mit einem verpflichtenden Wechsel in die Direktvermarktung besteht für sie grundsätzlich die Gefahr einer Schlechterstellung, da einerseits zusätzliche administrative Kosten entstehen, und andererseits die Summe aus Markterlös und Einspeiseprämie tiefer sein kann, als der Erlös aus der bisherigen kostendeckenden Einspeisevergütung.

Der Wechsel in die Direktvermarktung sollte für Anlagen im bestehenden Vergütungssystem daher grundsätzlich freiwillig sein. Dies ist auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll. Denn die Möglichkeit höherer Erlöse durch optimierte Fahrweise und Vermarktung kann sehr wohl ausreichende Anreize für einen freiwilligen Wechsel vermitteln. Dazu aber können technische und prozedurale Anpassungen bei den Kraftwerksbetreibern nötig werden. Auch müssen sich am Markt effiziente Dienstleistungen für die Direktvermarktung etablieren. Der Ansatz der Freiwilligkeit schafft hierzu einen ausreichend flexiblen Rahmen, ohne dass die Investitions- und Rechtssicherheit tangiert werden.

Antrag

Art. 15 Direktvermarktung

¹ Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW **und Betreiber von Anlagen, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten.**

~~² Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, müssen in die Direktvermarktung wechseln.~~

³ Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist ausgeschlossen.

Art. 109 Übergangsbestimmung zur Direktvermarktung

~~¹ Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung:~~

~~a. von weniger als 500 kW in den ersten zwei Jahren nach Inkrafttreten dieser Verordnung;~~

~~b. ab 500 kW im ersten Jahr nach Inkrafttreten dieser Verordnung.~~

~~² Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind zudem Betreiber von Anlagen nach Artikel 15 Absatz 2 im ersten Jahr ab Inkrafttreten dieser Verordnung (Art. 72 Abs. 5 EnG).~~

Art. 29, 30, 31

Die angedachte Lösung, wonach Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, Strom aus vergütungsberechtigten Anlagen gemäss dem Referenzmarktpreis abzunehmen, schafft Marktverzerrungen und Ungleichheiten. Darüber hinaus ist die Lösung nicht mit einer vollständigen Marktöffnung und damit verbundenen Strukturveränderungen vereinbar.

Zusätzliches Marktrisiko für Netzbetreiber

Netzbetreiber, die über ausreichend Eigenproduktion verfügen, um ihre (grundversorgten) Endkunden vollständig aus dieser Produktion zu versorgen, benötigen den Strom aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, schon heute nicht. Folglich müssen sie den überschüssigen Strom am Markt verkaufen. Für den Netzbetreiber entsteht daher eine neue Risikoposition. Er muss der Vollzugsstelle den vierteljährlich als Durchschnittswert berechneten Referenz-Marktpreis für die abgenommene Energie vergüten, während unklar ist, ob er die abgenommene Energie auch zu diesem Preis am Markt verkaufen kann. Zudem verursachen gerade PV-Anlagen mit ihrer stochastisch anfallenden Produktion grosse Ausgleichsenergiemengen, die der Netzbetreiber ebenfalls finanzieren muss. Je nach Menge der eingespeisten Energie können Netzbetreiber dadurch stark belastet werden. Schliesslich kann der Netzbetreiber gemäss dem Bundesgerichtsentscheid zu anrechenbaren Energiekosten (Urteil 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016) die entstehenden Kosten aus dieser Abnahmepflicht nur anteilmässig auf Kunden in der Grundversorgung überwälzen. Nicht wälzbare Kosten trägt er hingegen selbst. Der Zwang zur Abnahme der Energie und damit verbundene Verlustpotenziale greifen daher in die Wirtschaftsfreiheit und Eigentumsgarantie ein, weshalb eine solche Bestimmung kaum verfassungskonform wäre.

Ungleichbehandlung von EVU

EVU bzw. deren Bilanzgruppen werden in Abhängigkeit der Anzahl Anlagen mit Referenz-Marktpreis in ihrem Netzgebiet ungleich belastet. Dadurch entstehen Marktverzerrungen: EVU ohne Netzgebiet – insbesondere ausländische EVU – werden gegenüber Netzbetreibern mit Versorgungsauftrag bevorzugt. Zudem entsteht daraus auch

die Gefahr, dass sich entsprechend des Umfangs der Abnahme zu Referenzmarktpreisen «gute» und «schlechte» Bilanzgruppen bilden.

Fehlende Kompatibilität mit der Marktöffnung

Ohnehin aber stammt das Grundkonzept der Abnahme- und Vergütungspflicht aus der Zeit vor der Marktöffnung. Inzwischen wurde der Strommarkt teilliberalisiert und soll gemäss StromVG in einem zweiten Schritt vollständig geöffnet werden. Dann wird ein Netzbetreiber nicht mehr bzw. nur noch beschränkt über einen festen Kundenstamm verfügen. Vielmehr muss er seine Kunden im Wettbewerb gewinnen. Damit ist nicht mehr gesichert, dass ein Netzbetreiber den abzunehmenden Strom überhaupt an eigene Endkunden weiterverkaufen kann.

Vorschlag: Beibehaltung der Bilanzgruppe Erneuerbare Energien (BG-EE)

Um die oben erläuterten Ungleichbehandlungen und Verzerrungen zu vermeiden, sollte das bewährte System der BG-EE beibehalten werden. Während die vorgeschlagene Regelung die Bilanzgruppen und Netzbetreiber zufällig und ohne sachlichen Grund nach den im jeweiligen Netzgebiet befindlichen Produktionsanlagen mit Aufwand und finanziellen Risiken belastet und damit wettbewerbsverzerrend wirkt, gewährt die BG-EE eine Gleichbehandlung der Marktakteure. Im Gegensatz zum Vorschlag im Verordnungsentwurf ist die Abnahme durch die BG-EE auch vereinbar mit einer vollen Marktöffnung. Zudem sorgt die BG-EE für eine erhöhte Transparenz über indirekte Folgekosten, was zu begrüssen ist.

Dennoch lässt sich die Effizienz des gut funktionierenden Systems der BG-EE verbessern (vgl. Art. 24 StromVV): Setzt die BG-EE den abgenommenen Strom direkt am Spotmarkt ab, entfallen die Zwischenschritte über die Bilanzgruppen. Somit werden Transaktionskosten geringgehalten und die Transparenz wird weiter erhöht.

Antrag

Art. 29

Absatz 2 streichen

~~² Die Bilanzgruppe, die Elektrizität aus Anlagen abnimmt, deren Betreiber Elektrizität zum Referenz-Marktpreis einspeisen und über eine Lastgangmessung oder über ein intelligentes Messsystem verfügen, erhält von der Vollzugsstelle pro kWh vierteljährlich ein~~

~~Bewirtschaftungsentgelt in der Höhe von:~~

- ~~a. 0,38 Rappen bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;~~
- ~~b. 0,2 Rappen bei Wasserkraftanlagen;~~
- ~~c. 0,15 Rappen bei Biomasseanlagen.~~

Art. 30

~~Für die Elektrizität aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, haben der Vollzugsstelle den Referenz-Marktpreis zu entrichten:~~

- ~~a. die jeweilige Bilanzgruppe: bei Anlagen, die eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem haben;~~

~~b. der jeweilige Netzbetreiber: bei Anlagen, die nicht lastganggemessen sind und über kein intelligentes Messsystem verfügen.~~

Art. 31

Absatz 1 und 2 streichen

~~¹ Trifft ein Betreiber, der zum Referenz-Marktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einer Bilanzgruppe, so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.~~

~~² Die Bilanzgruppen melden der Vollzugsstelle die ihr zugeordneten Netzbetreiber. Wechselt ein Netzbetreiber die Bilanzgruppe, so hat die neue Bilanzgruppe dies der Vollzugsstelle unverzüglich schriftlich mitzuteilen.~~

Art. 55 – Zur Verfügung stehende Mittel

Für die Zuteilung der Gelder für Wasserkraftanlagen von über 10 MW ist gemäss Verordnungsentwurf ein Vierjahresrhythmus gewählt worden. Dieser grosse Zeitabstand zwischen den Zuteilungen kann für gewisse Projekte problematisch sein. Kann ein Projekt per Stichtag wegen fehlender Mittel nicht berücksichtigt werden, so kann kaum vier Jahre mit der Realisierung zugewartet werden bzw. diese wäre in der Regel nicht wirtschaftlich. Die BKW beantragt deshalb eine Zweijahresperiode. Auch mit dieser Verkürzung der Periode sollte die gebündelte Verwendung der Mittel mit der Priorisierung der Projekte nach Mehrproduktion sowie nach Fördereffizienz möglich sein.

Antrag

Art. 55 Zur Verfügung stehende Mittel

¹ Die Mittel, die für Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW verwendet werden können (Art. 38 Abs. 2 EnV), werden im ~~Vier-Zwei-~~jahresrhythmus zugeteilt.

² Die Vierjahresperiode beginnt am 1. Januar des Jahres, in das ein Stichtag fällt. Die Stichtage sind der 30. Juni 2018, ~~der 30. Juni 2020~~, der 30. Juni 2022, ~~der 30. Juni 2024~~, der 30. Juni 2026, ~~der 30. Juni 2028~~ und der 30. Juni 2030.

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 ~~vierzwei~~ Jahre ausgeschöpft sind.

Art. 63 Abs. 2 – Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags

Die nachträgliche Aktualisierung des Preisszenarios und des kalkulatorischen Zinssatzes führt dazu, dass zum Zeitpunkt der Investition grosse Unsicherheit über die tatsächliche Höhe des Investitionsbeitrags besteht. Auf Basis der unsicheren Inputparameter liesse sich vor dem Investitionsentscheid gar keine belastbare Investitionsrechnung erstellen.

Latent besteht die Gefahr, dass das vom BFE künftig unterstellte Preis- und Zinsszenario signifikant von jenem des investierenden Unternehmens abweicht. Die nachträglichen Anpassungen durch das BFE ignorieren die grundsätzlichen unternehmerischen Prozesse: Schliesslich treffen Unternehmen ihre Investitionsentscheide auf Basis ihrer eigenen Einschätzungen bezüglich der künftigen Preis- und Zinsentwicklungen sowie ihrer damit verbundenen Risikofähigkeit. Es ist daher sehr zu bezweifeln, dass grössere Investitionen mit solchen Unwägbarkeiten vorgenommen würden.

Ohnehin schafft Art. 63 Abs. 2 EnFV keinen Nutzen hinsichtlich der Verhinderung einer allfälligen Überkompensation. Denn eine solche wird bereits mit Art. 38 Abs. 3 EnFV ausgeschlossen. Danach kann der Investitionsbeitrag zurückgefordert werden, wenn die Bedingungen des Energiemarktes zu einer übermässigen Rentabilität führen sollten.

Zur Schaffung einer höheren Investitionssicherheit sollte Art. 63 Abs. 2 daher lediglich eine Aktualisierung der tatsächlichen Investitionskosten sowie der jährlichen Nettoproduktion vorsehen.

Antrag

² Die nicht amortisierbaren Mehrkosten werden aufgrund der **definitiven anrechenbaren Investitionskosten** und der gemeldeten durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion, ~~des aktuellen Preisszenarios und des aktuellen kalkulatorischen Zinssatzes~~ neu berechnet.

Teilrevision Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Art. 8a – Intelligente Messsysteme

Eine flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme wird als nicht zielführend erachtet. Erstens sind die damit verbundenen Kosten ausserordentlich hoch, während der effektive Nutzen sehr unsicher ist. Zweitens sollte der Bundesrat keine derart detaillierten technischen Standards festlegen, zumal absehbar ist, dass diese schon bald durch neue Technologien überholt sein könnten. Und drittens dürfte es aus rechtlicher und kommunikativer Sicht problematisch sein, bei sämtlichen Kunden – auch gegen deren Willen – einen Smart Meter zu installieren.

Die vom BFE in Auftrag gegebene Kosten-Nutzen-Analyse³ zum Smart-Meter-Rollout illustriert zwar die hohen Investitions-, Betriebs- und Kommunikationskosten, kann aber die damit verbundenen Effizienzvorteile mit Bezug auf den Stromverbrauch nicht überzeugend darlegen. Laut der Kosten-Nutzen-Analyse entstünde der Hauptnutzen durch Stromeinsparungen bei Konsumenten. Solche Einsparungen sind aber wesentlich vom Verhalten der Verbraucher abhängig. Dass diese in nennenswertem Umfang weniger Strom verbrauchen, allein weil sie aufgrund der Smart-Meter-Technologie mehr und bessere Informationen über ihren Verbrauch erhalten, kann sehr wohl bezweifelt werden. Viele Endkunden zeigen nur wenig Interesse an ihrem Stromverbrauch, was primär durch den relativ geringen Anteil der Stromkosten an den gesamten Haushaltsausgaben bedingt ist. Der isolierte Einsatz der Smart-Meter-Technologie dürfte daran kaum etwas ändern. Darüber hinaus behindern die aktuellen Rahmenbedingungen zusätzliche potenzielle Vorteile eines Smart-Meter-Einsatzes. So werden etwa eine effizientere Netzauslastung und daraus resultierende Einsparungen beim Netzausbau durch die mangelnde Flexibilität bei der Netztarifizierung behindert. Die vorgesehene Neuregelung der Netztarifizierung in Art. 18 StromVV schränkt die Möglichkeiten einer flexiblen Tarifgestaltung sogar weiter ein.

Die Vorgabe konkreter technologischer Standards durch den Bundesrat gilt generell als überaus ineffizient. Der Bundesrat masst sich Wissen an, über das er gar nicht verfügen kann. Es wäre effizienter, generelle Rahmenbedingungen für die politische Zielerreichung zu definieren und die Wahl der geeignetsten Technologie den Akteuren im Markt zu überlassen, die in diesem Kontext ein Interesse an einer möglichst effizienten und zukunftsfähigen Lösung haben. Diese generelle Beurteilung gilt auch oder gerade für Stromnetze und die Metering-Technologie, wo durch Digitalisierung, kommunikative Vernetzung und neue Ansätze wie Blockchain eigentliche Paradigmenwechsel möglich sind. In diesem dynamischen Kontext sollte der Bundesrat lediglich Minimalanforderungen an die Messdaten bzw. deren Umfang und Format sowie den Zugang der Verbraucher bzw. Marktakteure zu diesen Daten definieren. Schliesslich ist der ungehinderte und zeitnahe Zugang zu den Messdaten eine zentrale Voraussetzung

³ Ecoplan 2015: Smart Metering Rollout – Kosten und Nutzen. Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessment 2012.

für die Realisierung innovativer Lösungen. Anstelle eines flächendeckenden Smart-Meter-Rollouts erfüllt bereits die Vorgabe einer standardisierten physischen Kundenschnittstelle an der Messeinrichtung diese Anforderung. Mit dieser Schnittstelle haben Kunden bzw. von ihnen beauftragte Dritte die Möglichkeit, ihre Messdaten vor Ort in jeder gewünschten Auflösung auszulesen. Damit wird nicht nur dem Kundenwunsch nach Verfügbarkeit der eigenen Messdaten Rechnung getragen, sondern es werden auch unterschiedlichste Smart-Home- und weitere Dienstleistungen, die auf zeitnahen und hochaufgelösten Messdaten basieren, ermöglicht. Sinnvollerweise werden neu installierte Messeinrichtungen zwingend mit der standardisierten Schnittstelle ausgerüstet. Bei bestehenden Messeinrichtungen ist es ausreichend, wenn diese auf expliziten Kundenwunsch mit der entsprechenden Schnittstelle ergänzt werden. Die bloße Vorgabe der standardisierten Schnittstelle ist dadurch nicht nur günstiger als ein obligatorischer Rollout von Smart-Metern. Darüber hinaus lässt diese Lösung den Marktakteuren auch die Entscheidung über den Einsatz der für sie effizientesten Technologie.

Ohnehin erscheint ein zwingender flächendeckender Smart-Meter-Rollout gegen allfälligen Kundenwillen wenig sinnvoll und rechtlich fraglich. Die BKW hat in Pilotprojekten mit Smart Metern die Erfahrung gemacht, dass viele Kunden einem Smart-Meter-Einsatz kritisch gegenüberstehen und diesen sogar explizit ablehnen. Ihre Hauptbedenken sind eine damit einhergehende «Überwachung» und die nicht gesehene Notwendigkeit eines Smart Meters. Insbesondere der Aspekt der Überwachung erscheint datenschutzrechtlich bisher nur sehr rudimentär adressiert. Für die Netzbetreiber wäre ein zwingender flächendeckender Smart-Meter-Rollout daher mit erheblichen kommunikativen und juristischen Unwägbarkeiten verbunden.

Antrag

Vorgeschlagenen Art. 8a StromVV streichen. Anstelle dessen einen neuen Art. 8a einfügen mit folgendem Wortlaut:

¹ Für das Messwesen und die Informationsprozesse ist bei den Endverbrauchern und Erzeugern 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 sind zwingend mit der standardisierten Schnittstelle auszurüsten. Bestehende Messeinrichtungen müssen auf Kundenwunsch mit einer standardisierten Schnittstelle ergänzt werden.

Art. 8c – Intelligente Steuer- und Regelsysteme

Abs. 1: Im Rahmen der Revision des StromVG wird derzeit ein neuartiger Regulierungsrahmen für den Einsatz von Flexibilitäten erarbeitet. Dabei soll u.a. auch die Vergütung von netzdienlichem Flexibilitätseinsatz geregelt werden, ebenso wie die Zugriffsrechte auf Flexibilitäten der Netznutzer.

Eine Regelung dieser Teilaspekte im Zusammenhang mit intelligenten Steuer- und Regelsystemen bereits in der Energiestrategie 2050 erscheint verfrüht, da der umfassendere gesetzliche Rahmen dazu noch in Arbeit ist. Es ist daher momentan weder klar, nach welchen Kriterien Flexibilitäten künftig zu welchem Zweck eingesetzt werden dürfen, noch nach welchem Prinzip sie generell vergütet werden sollen. Diese Aspekte sollten folglich nicht zum jetzigen Zeitpunkt, sondern erst nach der Revision des StromVG geregelt werden.

Abs. 4: Eine Veröffentlichung der Bedingungen eines diskriminierungsfreien Zugangs zu intelligenten Steuer- und Regelsystemen im Internet bedeutet für Netzbetreiber einen unnötigen administrativen Mehraufwand, den es im Sinne der Kosteneffizienz zu vermeiden gilt.

Antrag

Absatz 1 streichen

~~⁴Der Netzbetreiber darf für den effizienten Netzbetrieb intelligente Steuer- und Regelsysteme bei Endverbrauchern und Erzeugern nur dann verwenden, wenn sie diesem Einsatz zustimmen. Die Endverbraucher und Erzeuger vereinbaren dazu mit dem Netzbetreiber den Umfang des Zugriffs und eine angemessene, sachgerechte Vergütung.~~

Absatz 3 streichen

~~³Der Netzbetreiber stellt die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Regelung relevanten Informationen sowie die Berechnungsansätze für eine Vergütung über eine frei zugängliche Adresse im Internet bereit.~~

⁴ Der Netzbetreiber ermöglicht Dritten den diskriminierungsfreien Zugang zu intelligenten Steuer- und Regelsystemen, sofern die technischen und betrieblichen Voraussetzungen dazu bestehen und sofern die Kapital- und Betriebskosten für solche Systeme an die Netzkosten angerechnet werden. ~~Der Netzbetreiber veröffentlicht die Bedingungen über eine frei zugängliche Adresse im Internet.~~

Art. 18– Netznutzungstarife

Die BKW steht den vorgeschlagenen Änderungen zur Einführung einer neuen starren Grenze für die Kundengruppenbildung sowie der grundsätzlichen Vorgabe zum nicht-degressiven Arbeitstarif (mind. 70%) auf der Spannungsebene > 1 kV ablehnend gegenüber. Die vorgesehenen Anpassungen tragen weder den gesetzlichen Vorgaben bzgl. effizienter Netzinfrastruktur nach Art. 14 Abs. 3 Bst. e StromVG Rechnung, noch erfüllen sie den Anspruch der als Ziel gesetzten verursachergerechten Netzkostentragung. Auch werden die im Rahmen der Revision StromVG geplanten Anpassungen hinsichtlich der wirksamen Berücksichtigung des Leistungsanteils bei der Netztarifierung nicht abgebildet. Die quasi-Aufhebung der Leistungskomponente wäre sogar ein Schritt in die entgegengesetzte Richtung.

Abs. 1^{bis} Satz 2: Art. 18 Abs. 1^{bis} Satz 1 hält nochmals die Vorgabe von Art. 14 Abs. 3 Bst. c StromVG fest, dass sich die Tarifierung am Bezugsprofil orientieren muss. Daneben hat die Tarifierung je Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich zu sein (Art. 14 Abs. 3 Bst. c StromVG). Mit der Vorgabe von Art. 18 Abs. 1^{bis} Satz 2, dass bis zu einer Anschlussleistung von 15 kVA nur eine Kundengruppe zulässig ist, schränkt die Netzbetreiber in der Umsetzung von Art. 14 StromVG ein. Im Erläuternden Bericht wird die Vorgabe damit begründet, dass es von Seiten des Gesetzes keine weiteren Vorgaben zur Bildung der Kundengruppe gibt. Letzten Endes werden durch diese Regelung aber Kunden mit unterschiedlichem Bezugsprofil (Speichernutzer, Eigenverbraucher, etc.) in einer Gruppe zusammengefasst. Daneben wird die aktuell gebräuchliche tarifliche Unterscheidung von Kunden mit Ein- und Doppeltarifzähler – letztere z.B. mit Boilersteuerung – hierdurch verhindert, In diesem Kontext ist die Vorgabe auch nicht konform mit der in derselben Verordnungsänderung vorgeschlagenen Vergütung von Flexibilitäten, da für Flexibilitätsanbieter unterhalb der eingeführten Grenze keine separate Netznutzungsprodukte angeboten werden können, um die bereitgestellte Flexibilität zu vergüten.

Abs. 2: Mit starren Grenzen für die Leistungs- und Arbeitskomponente wird dem Netzbetreiber die Möglichkeit einer flexiblen Tarifsetzung, die die verursachten Kosten widerspiegelt, genommen. Dies widerspricht den Vorgaben des StromVG nach Kostenkausalität und konterkariert den in derselben Verordnungsänderung geplanten Smart Meter Rollout, mit dem – kundengruppenspezifisch – eine Tarifierung nach der in Anspruch genommenen Kapazität, besser umgesetzt werden kann.

Unabhängig vom Widerspruch zu den Vorgaben StromVG stösst der Verordnungsentwurf das bestehende Modell der Netzentgelte, wonach für Kunden mit Leistungsmessung Tariffreiheit gilt, um. Dies hat mehrere Implikationen:

- Die Umstellung der Tarifierung auf eine höhere Leistungskomponente kann nur je Kundengruppe durchgeführt werden, da die der Kundengruppe zugeordneten Kosten innerhalb der Gruppe nun nach einem neuen Massstab alloziiert werden. Eine (optionale) Vereinbarung einer anderen Tarifierungsbasis (z.B. höhere Gewichtung der Leistung) mit einzelnen Mitgliedern der Kundengruppe widerspricht der einheitlichen Tarifierung je Kundengruppe und wird zu Rosinenpicken führen, indem nur diejenigen Mitglieder in den alternativen Tarif wechseln, die hierdurch einen geringeren Anteil an den Netzkosten wie bisher bezahlen. Ein entsprechendes System ist nicht stabil. Es bringt schliesslich auch erhebliche Kosten mit sich (individuelle vertragliche Anpassungen, Systemanpassung, Kundenbetreuung).
- Von der Neuregelung sind nicht nur Haushaltskunden, sondern alle auf Netzebene 7 angeschlossenen Kundengruppen betroffen, d.h. auch Gewerbekunden und KMU. Diese werden derzeit mit einem höheren Leistungsanteil tarifiert und haben zum Teil erhebliche Investitionen getätigt, um ihren Leistungsbezug zu optimieren, was der Kapazitätsnutzung der Netze entgegen kommt.

Das vorgesehene grössere Gewicht der Arbeitskomponente würde die getätigten Investitionen und Anstrengungen wertlos machen.

Insgesamt spricht sich die BKW für eine Freiheit der Tarifierung innerhalb der vom StromVG vorgegebenen Grenzen aus. Dies ermöglicht eine verstärkt leistungsorientierte Gestaltung der Netznutzungstarife und stärkt damit die allokative Effizienz. Die Tarife widerspiegeln die in Anspruch genommene Netzkapazität und die durch den Endverbraucher verursachten Netzkosten.

Antrag

Art. 18 Abs. 1^{bis} und 2

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 zu mindestens 70 Prozent ein nichtdegressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein. Netzbetreiber und Endverbraucher können einen tieferen Anteil Arbeitstarif vereinbaren, sofern eine Leistungsmessung eingesetzt wird.~~

Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)

Art. 1-5

Die Bestimmungen der HKSV sind nicht auf die Möglichkeit zum Zusammenschluss zwecks Eigenverbrauch abgestimmt. Es wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass eine Anlage über einen eigenen Netzanschluss verfügt. Schliessen sich jedoch mehrere Endverbraucher zum Eigenverbrauch zusammen, können sich hinter demselben Netzanschluss mehrere Anlagen befinden. Da der Zusammenschluss gemäss Art. 18 Abs. 1 EnG über einen einzigen Messpunkt verfügt, ist sein Innenverhältnis für den Netzbetreiber nicht ersichtlich. Beispielsweise hat der Netzbetreiber keinen Einblick darin, wie sich die am Netzanschlusspunkt anliegende gesamte Produktionsleistung innerhalb des Zusammenschlusses auf einzelne Anlagen aufteilt. Entsprechend kann der Produktionsüberschuss nur pro Messpunkt des Zusammenschlusses für ggf. mehrere sich dahinter befindende Anlagen erfasst und übermittelt werden; die Aufteilung der Überschussenergie auf einzelne Anlagen hinter dem Netzanschluss ist nicht möglich. Auch die nach Art. 8 Abs. 5 StromVV verpflichtende Messung, Erfassung und Übermittlung der Nettoproduktion bei Anlagen innerhalb des Zusammenschlusses mit mehr als 30 kVA wäre für den Netzbetreiber nicht möglich, da er keinen Einblick in die internen Elektrizitätsflüsse hat. Der Netzbetreiber kann somit seinen Pflichten nicht ohne ein von ihm betriebenes Messsystem innerhalb des Zusammenschlusses nachkommen.

Antrag

Die Artikel der Verordnung sind entsprechend folgender Aspekte anzupassen:

1) Umfasst der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (Art. 17 Abs.1 EnG) mehrere Anlagen, haben Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer ein gemeinsames Konto in der Herkunftsnachweis-Datenbank für die Erfassung der Herkunftsnachweise für den Überschuss am Messpunkt zum Netzbetreiber zu eröffnen. Der Netzbetreiber erfasst und übermittelt die Überschussproduktion an das Herkunftsnachweis-Portal der Vollzugsstelle.

2) Bei Anlagen von mehr als 30 kVA innerhalb des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch bleibt der Netzbetreiber für das Messwesen und Informationsprozesse nach Art. 8 Abs. 5 StromVV verantwortlich.



Eingegangen

- 9. Mai 2017

BFE / OFEN / UFE

Azienda Elettrica Ticinese

El Stradùn 74
CH-6513 Monte Carasso

tel. +41 (0)91 822 27 11
fax +41 (0)91 822 27 95

info@aet.ch
www.aet.ch

Bundesamt für Energie
Energiestrategie
3003 Bern

Elektronisch an:
energiestrategie@bfe.admin.ch

N. ref.
PRR/MOS

V. ref.
-

Monte Carasso, 08 maggio 2017

**Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 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 Energiestrategie 2050 Stellung nehmen zu können.

Die Azienda Elettrica Ticinese (AET) hat die Beratung der Gesetzesvorlage des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 von Anfang kritisch aber gleichermassen konstruktiv begleitet. Sie unterstützt das Massnahmenpaket in der vom Parlament verabschiedeten Fassung ausdrücklich und engagiert sich entsprechend in der laufenden Abstimmungskampagne.

Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und die damit einhergehenden Verordnungsänderungen betreffen die Strombranche in zahlreichen Kernbereichen direkt. Die entsprechenden Vorschläge sind für die AET deshalb von grosser Bedeutung.

Verschiedene Vorschläge sind nach einhelliger Ansicht der Branche zu korrigieren, um die Energiestrategie 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. Rüchspeisevergütung: 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. In weiteren unterstützt AET die Anmerkungen und Vorschläge des VSE, die aus den beiliegenden Synopsen, welche integraler Bestandteil der VSE-Stellungnahme sind, entnommen werden können.

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 nachhaltigerer und kontinuierlicherer 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-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

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

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



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.

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 intelligente 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 unverständlicherweise 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

³ BMWI, 2014, «Moderne Verteilernetze für Deutschland»



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.

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)

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



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 verbleibende 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 Gewerbekunden 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 ökologischer 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 Elektrizitätsversorgungs-unternehmen. 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 EnEV). 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 Aufnahmepflicht 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 ECom gestützt (ECom-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 sogar klargestellt, dass das Vergütungssystem näher an den Markt geführt werden soll. Eine Vergütung zu Gestehungskosten 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 Eigentumsgarantie.» (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 klargestellt, 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 Gesteuerungskosten 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 Gesteuerungskosten 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

Azienda Elettrica Ticinese

Roberto Pronini
Direttore

Claudio Nauer
Condirettore

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

Entwurf Energieverordnung EnV

27.4.2017

Allgemeine Bemerkungen

Die Texte in der EnV und in der CO2-Verordnung sind bei der Definition der Geothermieprojekte sehr ähnlich aber nicht deckungsgleich. Wir gehen davon aus, dass man es deckungsgleich machen wollte aber die beiden Entwürfe sich unterschiedlich entwickelt haben. Wir empfehlen die beiden Texte (speziell in den Anhängen) deckungsgleich zu machen oder darauf zu verweisen. Kleine Differenzen können in Zukunft zu Unklarheiten führen.

Redaktionelles:

- kW und kVA werden über alle Verordnungen uneinheitlich verwendet. Dies sollte vereinheitlicht werden.
- Es sollte unterschieden werden zwischen Netzbetreiber und Grundversorger.
- In den Verordnungen werden unterschiedliche Begriffe verwendet: "Produzentinnen und Produzenten" (EnV), "Erzeuger" (StromVV), das EnG wiederum verwendet die männliche Form "Produzent" → Vereinheitlichen

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>1. Kapitel: Gegenstand</p> <p>Art. 1 Diese Verordnung regelt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung; b. die Raumplanung im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien; c. die Einspeisung netzgebundener Energie und den Eigenverbrauch; d. die wettbewerblichen Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen; e. die Geothermie-Garantien und -Erkundungsbeiträge; f. die Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen; g. den Netzzuschlag; h. die sparsame und effiziente Energienutzung in Gebäuden und Unternehmen; i. die Fördermassnahmen im Energiebereich; j. die internationale Zusammenarbeit im Anwendungsbereich des EnG; k. die Untersuchung der Wirkungen und die Datenbearbeitung. 		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>2. Kapitel: Herkunftsnachweis und Stromkennzeichnung 1. Abschnitt: Herkunftsnachweis</p>		
<p>Art. 2 Pflicht</p> <p>1 Produzentinnen und Produzenten von Elektrizität müssen die Produktionsanlage registrieren und die produzierte Elektrizität mittels Herkunftsnachweis bei der Vollzugsstelle erfassen lassen.</p> <p>2 Von der Herkunftsnachweispflicht ausgenommen sind Produzentinnen und Produzenten, deren Anlagen:</p> <ol style="list-style-type: none"> während höchstens 50 Stunden pro Jahr betrieben werden; weder direkt noch indirekt an das Elektrizitätsnetz angeschlossen sind (Inselanlagen); über eine Anschlussleistung von höchstens 30 kVA verfügen. 		
<p>Art. 3 Entwertung</p> <p>1 Eigentümerinnen und Eigentümer von Herkunftsnachweisen haben Herkunftsnachweise zu entwerten, die:</p> <ol style="list-style-type: none"> für die Stromkennzeichnung verwendet werden; Elektrizität betreffen, die von Eisenbahnen verbraucht wird; oder für Elektrizität ausgestellt werden, die die Produzentin oder der Produzent aufgrund von Eigenverbrauch nicht veräußert. <p>2 Bei der Pumpspeicherung muss der Herkunftsnachweis für den Teil der Elektrizität entwertet werden, der beim Pumpen verloren geht.</p> <p>3 Eigentümerinnen und Eigentümer von Herkunftsnachweisen haben der Vollzugsstelle die Entwertungen unverzüglich zu melden.</p>		
<p>2. Abschnitt: Stromkennzeichnung</p>		
<p>Art. 4</p> <p>1 Die Stromkennzeichnung nach Artikel 9 Absatz 3 Buchstabe b EnG muss jährlich mittels Herkunftsnachweis vorgenommen werden, und zwar für jede an Endverbraucherinnen und Endverbraucher gelieferte Kilowattstunde.</p> <p>2 Das stromkennzeichnungspflichtige Unternehmen muss die Kennzeichnung für alle seine Endverbraucherinnen und Endverbraucher wie folgt vornehmen:</p> <ol style="list-style-type: none"> für die gesamthaft an alle seine Endverbraucherinnen 		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>und Endverbraucher gelieferte Elektrizität (Lieferantenmix); oder</p> <p>b. für jede Endverbraucherin und jeden Endverbraucher einzeln für die an diese oder diesen gelieferte Elektrizität (Produktmix).</p> <p>3 Unabhängig von der Art der Kennzeichnung muss es seinen Lieferantenmix und die gesamthaft an seine Endverbraucherinnen und Endverbraucher gelieferte Menge Elektrizität bis spätestens zum Ende des folgenden Kalenderjahres veröffentlichen. Die Veröffentlichung hat insbesondere über die im Internet von den stromkennzeichnungspflichtigen Unternehmen gemeinsam betriebene, frei zugängliche Adresse www.stromkennzeichnung.ch zu erfolgen.</p>	<p><u>4 Netzbetreiber, die keine Pflicht gemäss Art. 6 Stromversorgungsgesetz haben und weniger als 100 Endverbraucher beliefern, sind von der Pflicht der Veröffentlichung der Stromkennzeichnung befreit.</u></p>	<p>Zu Abs. 4: Viele Kraftwerke beliefern einzelne Liegenschaften, meist ausserhalb der Bauzone, und sind damit Endverteiler. Allerdings erbringen die Kraftwerke diese Leistung freiwillig. Die Lieferpflicht gemäss StromVG liegt in diesem Fall nicht beim Kraftwerk, sondern beim lokalen EW. In diesem Fall ist der administrative Aufwand für die Kraftwerksgesellschaften nicht gerechtfertigt.</p>
<p>3. Abschnitt: Technische Anforderungen, Verfahren und Meldepflicht</p>		
<p>Art. 5 Technische Anforderungen und Verfahren</p> <p>1 Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) regelt insbesondere:</p> <ol style="list-style-type: none"> die Anforderungen an den Herkunftsnachweis und dessen Gültigkeitsdauer; die Verfahren für die Erfassung, die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung des Herkunftsnachweises und dessen Entwertung; die Anforderungen an die Registrierung der Anlagen, für deren Produktion die Herkunft nachgewiesen werden muss, sowie das entsprechende Verfahren; die Anforderungen an die Stromkennzeichnung. <p>2 Es orientiert sich dabei an internationalen Normen, insbesondere an denjenigen der Europäischen Union.</p>		
<p>Art. 6 Meldepflicht</p> <p>1 Die Netzbetreiber müssen der Vollzugsstelle vierteljährlich die Menge Elektrizität nach Artikel 19 Absatz 1 EnG melden, die eine Produzentin oder ein Produzent in einer Anlage produziert, die:</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>a. weder über ein intelligentes Messsystem nach Artikel 8a der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV) verfügen; noch</p> <p>b. über eine Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung nach Artikel 8 Absatz 5 der Stromversorgungsverordnung in der Fassung vom 1. März 2008 verfügen.</p> <p>2 Zudem müssen sie der Vollzugsstelle bei der Inbetriebnahme solcher Anlagen die Anlagendaten melden.</p>		
<p>3. Kapitel: Raumplanung im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien</p> <p>1. Abschnitt: Guichet Unique</p>		
<p>Art. 7</p> <p>1 Für die Koordination der Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren nach Artikel 14 Absatz 4 EnG ist bei Windkraftanlagen das Bundesamt für Energie (BFE) zuständig.</p> <p>2 Die zuständigen Bundesstellen haben ihre Stellungnahmen und Bewilligungen innert zweier Monate nach Aufforderung durch das BFE bei diesem einzureichen, sofern in anderen Bundeserlassen keine abweichenden Fristen vorgesehen sind.</p>		
<p>2. Abschnitt: Nationales Interesse</p>		
<p>Art. 8 Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>1 Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:</p> <p>a. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 GWh verfügen; oder</p>	<p>a. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens <u>12</u> 20 GWh verfügen; oder</p>	<p>Zu Abs. 1 lit. a: Gemäss dem Erläuternden Bericht führt ein Top-Down-Ansatz zur Definition der Mindestproduktion einer Wasserkraftanlage von nationalem Interesse von 20 GWh/a. Ausgehend vom Ausbauziel bis 2050 soll der durchschnittliche Ausbau 118 GWh/a betragen, wovon 20 GWh/a knapp 20% ausmachen. Dieser Ansatz führt jedoch zu einem Widerspruch in der Bestimmung des Schwellenwertes. Wenn das Ausbauziel bis 2050 höher wäre, so ergäbe dies gemäss dieser Logik einen höheren Schwellenwert. Damit wären bei höheren Ausbauzielen weniger Projekte von nationalem Interesse. Da für die Erreichung des höheren Ausbauziels mehr Anlagen gebaut werden müssten, wäre jedoch ein tieferer Schwellenwert nötig, um dem nationalen Interesse eines Ausbaus von Wasserkraftanlagen gerecht zu werden. Der VSE schlägt vor, für die Bestimmung der Mindestproduktion auf den Grenzwert von 3 MW Leistung abzustellen, ab welchem</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh und über mindestens 800 Stunden Stauinhalt bei Volleleistung verfügen.</p> <p>2 Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung:</p> <p>a. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh erreichen; oder</p> <p>b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 5 GWh erreichen und über mindestens 400 Stunden Stauinhalt bei Volleleistung verfügen.</p> <p>3 Liegt bei neuen Wasserkraftanlagen die erwartete mittlere Produktion zwischen 10 und 20 GWh pro Jahr und bei bestehenden zwischen 5 und 10 GWh pro Jahr, so reduziert sich die Anforderung an den Stauinhalt linear.</p> <p>4 Pumpspeicherkraftwerke sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine installierte Leistung von mindestens 100 MW verfügen.</p>	<p>b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh und über mindestens 800 <u>200</u> Stunden Stauinhalt bei Volleleistung verfügen.</p> <p>2 Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie <u>im aktuellen Zustand oder durch die nach der Erweiterung oder Erneuerung:</u></p> <p>b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 5 GWh und über mindestens 400 <u>100</u> Stunden Stauinhalt bei Volleleistung verfügen.</p> <p>4 Pumpspeicherkraftwerke sind von nationalem Interesse, wenn sie <u>die Pumpen</u> über eine installierte Leistung von mindestens 100 <u>50</u> MW verfügen. <u>Das nationale Interesse der Produktion aus natürlichen Zuflüssen wird gemäss Art. 8 Abs. 1 oder Abs. 2 beurteilt.</u></p> <p><u>5 Anlagen einer Kaskade gelten dann als selbständige Anlage, wenn sie unabhängig von den anderen Anlagen der Kaskade betrieben werden können. Falls die Anlagen einer Kaskade nicht unabhängig betrieben werden können, so gilt die Kaskade als eine Anlage (Anhang 1.1. Ziff. 1 EnFV).</u></p>	<p>eine Umweltverträglichkeitsprüfung für Wasserkraftanlagen obligatorisch ist. Bei durchschnittlichen 4000-5000 Volllaststunden ergäbe dies eine Mindestproduktion von 12-15 GWh/a.</p> <p>Zu Abs. 1, lit. b: 800 Stunden Vollbetrieb entspricht über 30 Tage Stauinhalt. Aufgrund der hohen Bedeutung von Speichermöglichkeiten sollten auch kleinere Neuanlagen im Sinne der ES2050 von nationalem Interesse sein. Daher sollen bereits Wochenspeicher (ca. 200 Stunden Vollbetrieb) als voll steuerbare Anlage im nationalen Interesse gelten.</p> <p>Zu Abs. 2: "durch" würde eine Mehrproduktion von 10 GWh pro Jahr bedeuten</p> <p>Zu Abs. 2. lit. b: Siehe Kommentar Abs. 1 lit. b</p> <p>Zu Abs. 4: Präzisierung nötig, dass sich die Leistung auf die Pumpenleistung bezieht. Und falls natürliche Zuflüsse eine Turbinierung ermöglichen, so gilt für diesen Anteil Art 8 Abs. 1 resp. Abs. 2. Zudem ist der Schwellenwert von 100 MW Leistung zu hoch gewählt und ist auf 50 MW zu reduzieren.</p> <p>Zu Abs. 5: Definition der Systemgrenze fehlt: Eine Wasserkraftanlage kann eine einzelne Anlage oder eine Kaskade von hydraulisch verbundenen Anlagen sein (Bsp. Grande Dixence mit Pumpstationen, Fabrikkanal mit mehreren Klein-WKW und einem einzigen Fassungsbauwerk). Erläuterung BFE : "Teil"-Anlagen einer Kaskade gelten dann als selbständige Anlage, wenn sie unabhängig von den anderen "Teil"-Anlagen der Kaskade betrieben werden können. Falls die "Teil"-Anlagen nicht unabhängig betrieben werden kann, so gilt die Kaskade als eine Anlage.</p>
<p>Art. 9 Windkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>1 Für die Beurteilung, ob eine Windkraftanlage von nationalem Interesse ist, können mehrere Anlagen gemeinsam berücksichtigt werden, wenn sie in einer nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung (Windpark) stehen.</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh verfügen.</p> <p>3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh pro Jahr erreichen.</p>		
<p>Art. 10 Ausschluss nach Artikel 12 Absatz 2 EnG</p> <p>Der Ausschluss nach Artikel 12 Absatz 2 EnG umfasst künstlich geschaffene und auf Dauer angelegte Einrichtungen, die innerhalb des Perimeters eines Biotops von nationaler Bedeutung oder innerhalb einem Wasser- und Zugvogelreservat in bestimmter fester Beziehung zum Erdboden stehen.</p>	<p>Der Ausschluss nach Artikel 12 Absatz 2 EnG umfasst künstlich geschaffene und auf Dauer angelegte Einrichtungen, die innerhalb des Perimeters eines Biotops von nationaler Bedeutung oder innerhalb einem Wasser- und Zugvogelreservat in bestimmter fester Beziehung zum Erdboden <u>neu zu</u> stehen kommen. <u>Bestehende Anlagen und allfällige Erweiterungen von bestehenden Anlagen sind zulässig. Vom Ausschluss nicht betroffen sind Anlagen oder Anlageteile, die ausserhalb der Schutzzone liegen und allenfalls Auswirkungen auf das Schutzgebiet haben.</u></p>	<p>In Artikel 12 Abs. 2 EnG bezieht sich der Ausschluss explizit auf neue Anlagen (Auszug aus Artikel 12 Absatz 2 EnG: "In Biotopen von nationaler Bedeutung nach Artikel 18a NHG und in Wasser- und Zugvogelreservaten nach Artikel 11 des Jagdgesetzes vom 20. Juni 1986 sind neue Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ausgeschlossen."). Bestehende Anlagen und allfällige Erneuerungen und Erweiterungen sind somit zulässig. Eine Einschränkung würde der Energiestrategie 2050 widersprechen.</p> <p>Zudem wird in Übereinstimmung mit dem Erläuternden Bericht präzisiert, dass Anlagen ausserhalb der Schutzzone vom Ausschluss nicht betroffen sind.</p>
<p>4. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch</p> <p>1. Abschnitt: Pflicht zur Abnahme und zur Vergütung von Energie nach Artikel 15 EnG</p>		
<p>Art. 11 Anschlussbedingungen</p> <p>1 Die Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Artikel 15 EnG und die Netzbetreiber legen die Anschlussbedingungen vertraglich fest. Sie regeln insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anschlusskosten; b. die maximale Einspeiseleistung; c. ob ein Teil der produzierten Energie nach den Artikeln 16 und 17 EnG am Ort der Produktion verbraucht wird; d. die Vergütung. <p>2 Die Produzentinnen und Produzenten sind verpflichtet, auf eigene Kosten Massnahmen zu ergreifen, um störende technische Einwirkungen auf den Netzanschlusspunkt zu vermeiden.</p> <p>3 Ist Absatz 2 erfüllt, so sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Energieerzeugungsanlage mit dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt so zu verbinden,</p>	<p>1 ...</p> <p><u>e. das Messkonzept und die Messstrecke</u></p>	

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>dass die Einspeisung und der Bezug von Energie sichergestellt sind. Die Produzentin oder der Produzent trägt die Kosten für die Erstellung der dazu notwendigen Erschliessungsleitungen bis zum Netzanschlusspunkt sowie allfällig notwendige Transformationskosten. Die Vergütung der Kosten für notwendige Netzverstärkungen richtet sich nach Artikel 22 Absatz 3 StromVV.</p>		
<p>Art. 12 Abzunehmende und zu vergütende Energie</p> <p>1 Der Netzbetreiber hat abzunehmen und zu vergüten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. einer Produzentin oder einem Produzenten, der einen Teil der produzierten Energie am Ort der Produktion (Art. 15) selber verbraucht oder dort einem oder mehreren Dritten zum Verbrauch überlässt (Eigenverbrauch): die dem Netzbetreiber angebotene Überschussproduktion; b. einer Produzentin oder einem Produzenten, der die gesamte produzierte Elektrizität dem Netzbetreiber veräussert: die Nettoproduktion. <p>2 Die Überschussproduktion entspricht der tatsächlich ins Netz des Netzbetreibers eingespeisten Elektrizität. Die Nettoproduktion entspricht der Elektrizität, die mit der Anlage produziert wird (Bruttoproduktion), abzüglich der von der Anlage selber verbrauchten Elektrizität (Hilfsspeisung).</p> <p>3 Produzenten und Produzentinnen, die zwischen den Vergütungen nach Absatz 1 Buchstaben a und b wechseln wollen, haben dies dem Netzbetreiber drei Monate im Voraus mitzuteilen.</p>	<p>1 Der Netzbetreiber hat abzunehmen und zu vergüten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. einer Produzentin oder einem Produzenten, der einen Teil der produzierten Energie am Ort der Produktion (Art. 15) selber verbraucht oder dort einem oder mehreren Dritten zum Verbrauch überlässt (Eigenverbrauch): die dem Netzbetreiber angebotene Überschussproduktion; b. einer Produzentin oder einem Produzenten, der die gesamte produzierte Elektrizität dem Netzbetreiber veräussert: die Nettoproduktion. c. <u>einem Produzenten, der Elektrizität der nationalen Netzgesellschaft als Regelenergie oder anderen Dritten ausserhalb des Ortes der Produktion verkauft: Die Überschussproduktion abzüglich der anderweitig verkauften Elektrizität.</u> <p>3 Produzenten und Produzentinnen, die zwischen den Vergütungen nach Absatz 1 Buchstaben a und b wechseln wollen, haben dies dem Netzbetreiber drei Monate im Voraus mitzuteilen <u>und können den Wechsel jeweils auf Anfang Kalenderjahr vollziehen.</u></p>	<p>Zu Abs. 1 lit. c: Diese Konstellation ist durch die Verordnung nicht abgedeckt.</p> <p>Zu Abs. 3: Ein unterjähriger Regimewechsel hat eine Veränderung in der Tarifstruktur des VNB zur Folge. Dieser Mehraufwand sollte aber gemäss Art. 18 Abs. 1 wiederum von allen Haushaltskunden getragen werden. Dies widerspricht der verursachergerechten Zuordnung der Kosten gemäss Strom VG. Wir möchten darauf hinweisen, dass nicht geklärt ist, was mit einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch geschieht, wenn der Produzent zwischen den Vergütungen wechselt. Es ist unklar, ob ein Zusammenschluss zwingend aufgelöst werden muss, wenn ein Produzent von der Einspeisung der Überschussproduktion zur Einspeisung der Nettoproduktion wechselt. Blicke der Zusammenschluss bei einem Wechsel bestehen, kann es zu Situationen kommen, in welchen ein Zusammenschluss keinen Eigenverbrauch hat, aber einen Marktzugang, welcher den einzelnen Teilnehmern des Zusammenschlusses nicht zustehen würde.</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>4 Für Messinstrumente, die zur Messung der zu vergütenden Elektrizität verwendet werden, gelten die Messmittelverordnung vom 15. Februar 2006 und die entsprechenden Ausführungsvorschriften des Eidgenössischen Justiz- und Polizeidepartements. Für die Kosten des Messinstrumentes und die Bereitstellung der Messdaten gelten die Bestimmungen der StromVV.</p>	<p>4 <u>Die Kosten für das Messwesen gehen zu Lasten der Produzentinnen und Produzenten. Produzentinnen und Produzenten mit einer Anschlussleistung über 30 kVA müssen mit einer Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung ausgestattet sein.</u> Für Messinstrumente, die zur Messung der zu vergütenden Elektrizität verwendet werden, gelten die Messmittelverordnung vom 15. Februar 2006 und die entsprechenden Ausführungsvorschriften des Eidgenössischen Justiz- und Polizeidepartements. Für die Kosten des Messinstrumentes und die Bereitstellung der Messdaten gelten die Bestimmungen der StromVV.</p>	<p>Zu Abs. 4: Die Messkosten gehen im heutigen Recht zu Lasten der Produzenten (Art. 2 Abs. 3 EnV und Art. 8 Abs. 5 StromVV). Obwohl im erläuternden Bericht zu Art. 11 und 12 EnV ausgeführt wird, dass die inhaltlichen die Bestimmungen des bisherigen Art. 2 EnV unverändert bleiben (S. 14), finden sich die bisherige Kostenanlastung der Messkosten in Art. 12 EnV nicht mehr. Art. 8 Abs. 5 StromVV wurde mit Hinweise auf den flächendeckenden Smart-Meter-Rollout gestrichen. Im Sinn der Verursachergerechtigkeit ist die Kostentragung der Messung durch den Produzenten beizubehalten. Ansonsten würde eine verdeckte Subventionierung eingeführt, was abzulehnen ist. Im Sinn der Übersichtlichkeit wird vorgeschlagen, die Bestimmungen in Art. 12 EnV zu vereinen.</p>
<p>Art. 13 Vergütung</p> <p>1 Bei der Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richten sich die Kosten, die der Netzbetreiber für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität vermeidet, nach den Kosten des Bezugs bei Dritten und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen.</p> <p>2 Bei der Vergütung für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ergibt sich der Marktpreis aus den Stundenpreisen am Spotmarkt im Day-ahead-Handel für das Marktgebiet Schweiz.</p>	<p>1 Bei der Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richten sich die Kosten, die der Netzbetreiber für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität vermeidet, nach den <u>tatsächlichen oder potentiellen Kosten des Bezugs gleichwertiger Energie ohne Herkunftsnachweis bei Dritten und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen.</u> Dabei sind auch die anteilig vermiedenen Verwaltungskosten zu berücksichtigen. Durch die Abnahme der Elektrizität nach Artikel 15 Energiegesetz verursachte zusätzliche Verwaltungs- und Ausgleichsenergiekosten können von der Vergütung abgezogen werden.</p>	<p><u>Streichung Gestehungskosten eigene Produktionsanlagen:</u> Verordnungstext und Ausführungen im Erläuternden Bericht sind gesetzeswidrig:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Grammatikalische Auslegung: Gesetz spricht von vermiedenen Kosten der Beschaffung. Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen können nicht vermieden werden (ausser bei Gaskraftwerken die Kosten von Gas und bei KKW der Verschleiss der Brennstäbe). Vermieden werden kann nur die Kosten für die Beschaffung bei Dritten. Das Gesetz spricht zudem von gleichwertiger Elektrizität. Die eigenen Produktionsanlagen liefern üblicherweise höherwertigen Strom (Bandenergie, Spitzenenergie) als derjenige, welcher gemäss Art. 15 EnG abgenommen wird. – Wille des Gesetzgebers war marktorientierte Konditionen einzuführen. Zu bezahlen soll der Preis sein, denn der VNB hätte, wenn er sonst wo gleichwertige Elektrizität beziehen würde (vgl. Zitate aus den parlamentarischen Beratungen unten) <p>Die Bestimmung benachteiligt EVU, die bereits heute einen hohen Anteil an Eigenproduktion haben, welcher nicht kostendendeckend ist gegenüber dem Marktpreis. Sie müssten den Rückspeichern im Vergleich zu EVU ohne Eigenproduktion überhöhte Vergütungen bezahlen. Aufgrund des BG-Urteils CKW besteht keine Möglichkeit, diese Kosten vollumfänglich den grundversorgten Kunden zu verrechnen. Die negativen Auswirkungen des BG-Urteils verschärfen sich zusätzlich.</p> <p>Netzbetreiber, die long sind, werden durch diese Bestimmungen gar zu Defizitgeschäften gezwungen. Den zusätzlich abgenommenen Strom müssen sie auf dem Markt zu Marktkonditionen verkaufen, ihn aber zu höheren Gestehungskosten abnehmen.</p>

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
		<p><u>Ergänzung tatsächliche oder potentielle Kosten</u> Gewisse VNB sind long, d.h. sie beziehen kein Strom bei Dritten bzw. nicht zu gewissen Zeiten. Für diesen Fall ist zu präzisieren, dass sich der Strom nach dem potentiellen Einkauf richtet. Dieser potentielle Einkauf entspricht dem aktuellen herrschenden Marktpreis.</p> <p><u>Ergänzung gleichwertige Energie ohne Herkunftsnachweis</u> Das Gesetz spricht von Kosten gleichwertiger Energie. Dies ist auch bei der Präzisierung auf Verordnungsstufe zu beachten. Zudem ist zu präzisieren, dass nur «Graustrom» vergütet werden muss, was auch der Idee des Bundesrates gemäss Erläuterndem Bericht und der heutigen Rechtslage entspricht. Durch die Präzisierung wird zudem klargestellt, dass es nur um Energie geht – ohne Netzentgelte.</p> <p><u>Ergänzung letzter Satz</u> Bei den vermiedenen Kosten sind auch die Verwaltungskosten und die Kosten für Ausgleichsenergie zu berücksichtigen. Zu entgelten sind nur die netto vermiedenen Kosten (d.h. abzüglich der Verwaltungs- und Ausgleichsenergiekosten, die durch die Rückspeisung verursacht werden).</p> <p><u>Zitate aus den parlamentarischen Beratungen</u> Parl. Beratungen zur Rückspeisevergütung – Art. 17 EnG, jetzt Art. 15 EnG: Bischofberger Ivo (CE, AI), für die Kommission, Ständerat Herbstsession 2015 Zehnte Sitzung 22.09.15 08h15 13.074 : Zusammengefasst entspricht der Antrag der Mehrheit unserer Kommission im Wesentlichen dem Modell des Bundesrates. Dieses ist marktnah, indem es primär darauf setzt, dass sich die Parteien unter sich einigen. Nur subsidiär kommt für kleine Produzenten eine minimale Abnahmegarantie zu marktorientierten Konditionen zum Zug. Das Modell des Nationalrates hingegen sieht eine Abnahmegarantie zu staatlich festgelegten Preisen vor. Es schafft einen grossen bürokratischen Aufwand, beschneidet die Rechte der Elektrizitätsversorgungsunternehmen übermässig stark und wäre auch aus der Sicht der Mehrheit der Kommission nicht vereinbar mit einem geöffneten Strommarkt. Entsprechend beantragt die Mehrheit der Kommission, in den Absätzen 1, 2, 3 und 4 mit wenigen Ergänzungen dem Bundesrat zu folgen und konsequenterweise die vom Nationalrat eingefügten Absätze 5, 6 und 7 zu streichen.</p> <p>Müller-Altarmatt Stefan (C, SO), für die Kommission, Nationalrat Frühjahrssession 2016 Dritte Sitzung 02.03.16 08h00 13.074: In</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
		<p>Artikel 17 geht es um die Abnahme- und Vergütungspflicht. Strittig ist heute einzig Absatz 3, welcher definiert, wie der ""sichere Hafen"" aussehen soll, welchen wir den dezentralen Produzenten bieten, weil sie keine Marktmacht haben. Es geht also um den Preis, welcher ein Netzbetreiber einem Produzenten als Mindestpreis bezahlen muss, wenn er den Strom abnimmt, falls der Produzent den Strom auf dem Markt nicht zu einem höheren Preis verkaufen kann. Der Bundesrat wollte sich für diesen Preis am Spotmarkt orientieren. Der Nationalrat hat ein gegenüber dem Bundesrat grosszügigeres Modell mit anderer Konzeption vorgeschlagen, welches sich am Endkundenpreis orientiert. Der Ständerat hat als - wie die Kommission nach langer Debatte dann befand - fairen Kompromiss vorgeschlagen, dass die Netzbetreiber denjenigen Preis zu bezahlen haben, den sie aktuell durchschnittlich hätten, wenn sie sonst wo gleichwertige Elektrizität beziehen würden. Der Preis richtet sich also nach den vermiedenen Kosten - so ist es beschrieben. Diese Version des Ständerates obsiegte gegenüber der Version des Bundesrates, dem Minderheitsantrag Schilliger, mit 13 zu 12 Stimmen.</p>
<p>Art. 14 Anlagenleistung</p> <p>1 Die Leistung einer Photovoltaikanlage bemisst sich nach der normierten DC - Spitzenleistung des Solarstromgenerators</p> <p>2 Die Leistung einer Wasserkraftanlage bezieht sich auf die Bruttoleistung. Für deren Berechnung gilt Artikel 51 des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916.</p> <p>3 Die Leistung von Biomasse-, Windenergie- und Geothermieanlagen bemisst sich nach der Nennleistung des Stromgenerators.</p>	<p>2 Die Leistung einer Wasserkraftanlage bezieht sich auf die <u>mittlere mechanische</u> Bruttoleistung. Für deren Berechnung gilt Artikel 51 des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916.</p>	<p>Zu Abs. 2: Präzisierung</p>
<p>2. Abschnitt: Eigenverbrauch</p>		
<p>Art. 15 Ort der Produktion</p> <p>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.</p>	<p><u>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.</u></p>	<p>Die vorgeschlagene Regelung zum Ort der Produktion bietet sowohl Netzbetreibern als auch Eigenverbrauchern keine nachvollziehbaren Rahmen für einen Zusammenschluss. In der Zusammenschau mit der geplanten Änderung in Art. 3a StromVV wird dem VNB vielmehr die Verantwortung für die Festlegung der räumlichen Grösse sowie die interne Funktionsfähigkeit des Zusammenschlusses übertragen. Dies ist von Seiten VNB nicht zu leisten.</p> <p>Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sind Parallelinfrastrukturen zu vermeiden. Daneben sind "Privatleitungen", welche sich im</p>

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
		<p>rechtsfreien Raum z.B. über Strassen und zur Überbrückung zwischen Grundstücken aufgebaut werden, auch aus Sicherheitsaspekten zu vermeiden. Im Weiteren kann es nicht im Interesse des Gesetzgebers sein, die Grösse von Eigenverbrauchsgemeinschaften und somit die Anzahl Endverbraucher, die keinen Schutz durch die rechtlichen Vorgaben des StromVG erfahren, nicht detailliert zu definieren.</p> <p>Der Vorschlag des VSE zur Definition des Orts der Produktion orientiert sich an der aktuellen Vollzugshilfe des BFE. Daneben wird diese Abgrenzung auch der Intention des Gesetzgebers, die räumliche Dimensionierung des Eigenverbrauchs nicht willkürlich auszudehnen, sondern vielmehr die Messung innerhalb des Zusammenschluss dieser zu überlassen, gerecht.</p> <p>Die Regelung hat zur Folge, dass in die bestehende Infrastruktur nur in Ausnahmefällen und gegen Kompensation eingegriffen wird. Dies steht im Einklang mit der Forderung im Erläuternden Bericht, dass "das Recht auf Eigenverbrauch und auf Zusammenschluss zum Eigenverbrauch durch einen entsprechenden Leistungsbau des Netzbetreibers in grundsätzlicher Weise untergraben würde". Ein Leitungsbau, dem unterstellt wird, dass er Eigenverbrauch verhindert, ist erst nach Inkrafttreten der Eigenverbrauchsregelung möglich und betrifft somit nur Neuanschlüsse. Bei Neuanschlüssen legt der Netzbetreiber den Anschlusspunkt auf der Basis von technischen und wirtschaftlichen Kriterien fest. Hierbei sind die Prinzipien des Netzausbaus zu beachten, wie die Vermeidung von parallelem Leitungsbau und die Vermeidung von Querung von öffentlicher Infrastruktur (Strassen). Dies berücksichtigend, kann der Wunsch des Anschlussnehmers, Eigenverbrauch über mehrere Parzellen bzw. Gebäudeeinheiten umzusetzen, umgesetzt werden.</p>
<p>Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch</p> <p>Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung der Anlage bei mindestens 10 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität liegt.</p>	<p>Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die <u>gesamte</u> Produktionsleistung der Anlage <u>am Ort der Produktion</u> bei mindestens <u>30</u> 40 Prozent der <u>maximalen Netzanschlusskapazität</u> Anschlussleistung am Messpunkt <u>gemäss Art. 18 EnG</u> liegt.</p>	<p>Der Gesetzgeber hat in Art. 16ff EnG seinem Willen Ausdruck verliehen, die Möglichkeit zum Eigenverbrauch zu stärken. Die Umsetzung dieses Ziels gestaltet sich in der Praxis komplex und bringt erhebliche Probleme und Rechtsunsicherheiten mit sich. Die vom Gesetzgeber vorgesehene Behandlung von Eigenverbrauchsgemeinschaften als ein einziger Endverbraucher ist insofern problematisch, als sie das Bündelungsverbot für Eigenverbrauchsgemeinschaften aufhebt und das Wahlrecht der Konsumenten beschneidet. Sie untergräbt damit das politisch austarierete Konzept einer zweistufigen Marktöffnung und steht im Widerspruch zum Recht der Endverbraucher auf Grundversorgung.</p>

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
		<p>Der tiefe Schwellenwert in Art. 16 EnV von 10 % führt nun 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 Gewerbekunden 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.</p> <p>Am Ort der Produktion können sich mehrere Anlagen befinden. Der Wortlaut wird entsprechend angepasst. Zudem wird «maximale Netzanschlusskapazität» durch den Wortlaut des Energiegesetzes ersetzt.</p>
<p>Art. 17 Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern</p> <p>1 Gehören einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter an, so entsprechen die Elektrizitätskosten je anteilmässig den Gestehungskosten der Elektrizität aus der Eigenverbrauchsanlage sowie den Kosten für die aus dem Verteilnetz bezogene Elektrizität.</p> <p>2 Die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer muss, unter Vorbehalt von Artikel 17 Absatz 4 EnG, den einzelnen Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern verbrauchsabhängig und verursachergerecht auferlegen:</p> <ol style="list-style-type: none"> die extern anfallenden Kosten für die aus dem Netz bezogene Elektrizität, die Netz-, Mess- und Verwaltungskosten sowie die Gebühren und Abgaben an das Gemeinwesen; und die angemessenen intern anfallenden Kosten für die selber produzierte Elektrizität, die Verbrauchsmessung, die Datenbereitstellung, die Verwaltung und die Abrechnung. 	<p>Art. 17 Zusammenschluss mit Teilnahme Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern</p> <p><u>1 Die Teilnahme von Mieterinnen und Mietern sowie Pächterinnen und Pächtern an einem Zusammenschluss von Grundeigentümern zum Eigenverbrauch ist in einem Vertrag schriftlich zu regeln.</u></p> <p>2 1 Gehören einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch Nehmen Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter an einem Zusammenschluss von Grundeigentümern zum Eigenverbrauch teil an, so entsprechen die Elektrizitätskosten je anteilmässig den Gestehungskosten der Elektrizität aus der Eigenverbrauchsanlage sowie den Kosten für die aus dem Verteilnetz bezogene Elektrizität.</p> <p>3 2 Die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer muss, unter Vorbehalt von Artikel 17 Absatz 4 EnG, den einzelnen Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern verbrauchsabhängig und verursachergerecht auferlegen:</p> <ol style="list-style-type: none"> die extern anfallenden Kosten für die aus dem Netz bezogene Elektrizität, die Netz-, Mess- und Verwaltungskosten sowie die Gebühren und Abgaben an das Gemeinwesen; und die angemessenen intern anfallenden Kosten für die selber produzierte Elektrizität, die Verbrauchsmessung, die Datenbereitstellung, die Verwaltung und die Abrechnung. 	<p>In Artikel 17 und 19 sind einige Anpassungen notwendig, um klarzustellen, dass Mieterinnen und Mieter sowie Pächterinnen und Pächter nicht dem Zusammenschluss angehören. Diese Präzisierung ist insofern wichtig, als die Zusammenschlüsse üblicherweise als einfache Gesellschaften organisiert sein werden, in welcher Gesellschafterinnen und Gesellschafter nach aussen solidarisch und unbeschränkt für die Verbindlichkeiten der gesamten Gesellschaft haften. Dies ist Mieterinnen und Mietern sowie Pächterinnen und Pächtern nicht zuzumuten. Zu regeln wären ausserdem die Pflichten von Zusammenschlüssen, z.B. eine Genehmigung der Verträge gemäss Abs. 1 und der Tarife gemäss Abs. 6 durch die EICom.</p> <p>Zu Abs. 3: Die Forderung nach Verursachergerechtigkeit bietet keinen erkennbaren Mehrwert und kann bei sehr enger Auslegung dazu führen, dass komplizierte Messeinrichtungen notwendig werden.</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>3 Beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist mindestens schriftlich festzuhalten:</p> <p>a. wer den Zusammenschluss gegen aussen vertritt;</p> <p>b. die Art und Weise der Messung des internen Verbrauchs, der Datenbereitstellung, der Verwaltung und der Abrechnung;</p> <p>c. das extern zu beziehende Stromprodukt sowie die Modalitäten für einen Wechsel des Stromprodukts.</p> <p>4 Ein Austritt aus dem Zusammenschluss (Art. 17 Abs. 3 EnG) ist für Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter dann möglich, wenn die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer die angemessene Versorgung mit Elektrizität nicht gewährleisten kann oder die Vorgaben der Absätze 1 und 2 nicht einhält. Sie haben den Austritt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer schriftlich und begründet mitzuteilen.</p> <p>5 Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer, die für die Stromversorgung von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern zuständig sind, sind von der Pflicht, die Tarife zu veröffentlichen und eine Kostenträgerrechnung nach Artikel 4 StromVV zu führen, befreit.</p>	<p><u>4</u> 3 Beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist mindestens schriftlich festzuhalten <u>Der Vertrag gemäss Abs. 1 hält mindestens fest:</u></p> <p>a. wer den Zusammenschluss gegen aussen vertritt;</p> <p>b. die Art und Weise der Messung des internen Verbrauchs, der Datenbereitstellung, der Verwaltung und der Abrechnung;</p> <p>c. das extern zu beziehende Stromprodukt sowie die Modalitäten für einen Wechsel des Stromprodukts.</p> <p><u>5</u> 4 Ein Austritt aus dem Zusammenschluss (Art. 17 Abs. 3 EnG) ist für Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter dann möglich <u>Bei einem Mieterinnen- oder Mieterwechsel oder Pächterinnen- oder Pächterwechsel tritt die neue Mieterin, der neue Mieter oder die neue Pächterin, der neue Pächter automatisch in den Vertrag ein. Der Vertrag kann nur beendet werden, wenn die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer die angemessene Versorgung mit Elektrizität nicht gewährleisten kann oder die Vorgaben der Absätze 1 und 2 2 und 3 nicht einhält. Sie</u> <u>Die Mieterinnen und Mieter oder Pächterinnen und Pächter haben den Austritt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer schriftlich und begründet mitzuteilen.</u></p> <p><u>6</u> 5 Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer, die für die Stromversorgung von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern zuständig sind, sind <u>verpflichtet von der Pflicht, die Tarife zu veröffentlichen und eine Kostenträgerrechnung nach Artikel 4 StromVV zu führen, befreit. Vorbehalten bleiben anderweitige spezialgesetzliche Bestimmungen, insbesondere im Mietrecht.</u></p>	<p>Zu Abs. 5: Unklar ist, wie dieser Artikel im Zusammenhang mit Art. 17, Abs 3 EnG, gesehen werden muss:</p> <p>Art. 17, Abs 3 EnG: ... Sie [die Mieterinnen oder Mieter oder Pächterinnen oder Pächter] behalten grundsätzlich ihren Anspruch auf Netzzugang nach Artikel 13 StromVG.</p> <p>Wir bitten um eine Erklärung seitens BFE.</p> <p>Zu Abs. 6: Die an Zusammenschlüssen beteiligten Mieter sollen einen gewissen Schutz geniessen. Insbesondere grössere Zusammenschlüsse sollten in die Pflicht genommen werden, Tarife transparent auszuweisen.</p>
<p>Art. 18 Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch</p> <p>1 Wer einen Stromspeicher einsetzt, ist verpflichtet, auf eigene Kosten Massnahmen zu ergreifen, um störende technische Einwirkungen auf den Netzanschlusspunkt zu vermeiden. Für die übrigen Kosten gilt Artikel 11 Absatz 3 sinngemäss.</p> <p>2 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.</p>	<p>1 Wer einen Stromspeicher einsetzt, ist verpflichtet, auf eigene Kosten Massnahmen zu ergreifen, um störende technische Einwirkungen <u>auf den am</u> Netzanschlusspunkt zu vermeiden. Für die übrigen Kosten gilt Artikel 11 Absatz 3 sinngemäss.</p> <p>2 <u>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.</u> 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</p>	<p>Zu Abs. 1: Wie bisheriger Wortlaut. Die Einwirkungen können sich auch auf andere Elemente auswirken.</p> <p>Zu Abs. 2: Abs. 2 ist technisch nicht umsetzbar. Die Frage, ob die Stromqualität einer Rückspeisung bei einer Kombination von Erzeugungsanlage, Verbrauch und Speicher identifiziert werden kann, wurde von der AG Speicher des VSE verneint. Aus diesem Grund spricht sich der VSE gegen eine eventuelle Befreiung vom Netznutzungsentgelt für gespeicherte und zurückgespiessene Energie bei Mischformen aus. Eine Vergütung der rückgespiessenen Energie aus Mischformen differenziert nach Stromqualität ist</p>

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>3 Der Netzbetreiber hat die Messgeräte am Messpunkt nach Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe c StromVV phasensaldierend zu betreiben.</p>	<p>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.</p> <p><u>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.</u></p> <p><u>2^{ter} Die Netzbetreiber erlassen transparente Richtlinien zu den Messkonzepten und sachgerechten Abrechnungen. Sämtliche Energieflüsse müssen hierbei einer Stromqualität zugeordnet werden.</u></p> <p>3 Der Netzbetreiber hat die Messgeräte am Messpunkt nach Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe c StromVV <u>saldierend über alle Phasen phasensaldierend</u> zu betreiben.</p>	<p>aus dem gleichen Grund nicht möglich. Eine Vergütung von Mischformen muss aufgrund der Daten an der Übergabestelle mit einer einzigen definierten Stromqualität geregelt werden. Der Absatz ist folglich komplett zu überarbeiten. Weiter ist klarzustellen, dass Messsysteme zur netzseitigen Abrechnung in den Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers fallen. Denn werden Messgeräte, die der Abrechnung von Netznutzung und Energielieferung aus dem Verteilnetz dienen sowie für Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesse relevant sind, nicht vom Netzbetreiber betrieben, kommt dies einer Liberalisierung des Messwesens gleich und widerspricht somit den Vorgaben des StromVV bzw. der grundsätzlichen Verantwortung des Netzbetreibers für diese Prozesse.</p> <p>Zu Abs. 3: Präzisierung, damit klar ist, dass die Messmethode A (Ferrarisprinzip) verwendet wird.</p>
<p>Art. 19 Verhältnis zum Netzbetreiber</p> <p>1 Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben dem Netzbetreiber je drei Monate im Voraus mitzuteilen, wenn sie die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nehmen oder wieder darauf verzichten wollen.</p> <p>2 Ebenfalls je drei Monate im Voraus haben sie dem Netzbetreiber die Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch zusammen mit den am Zusammenschluss teilnehmenden Mieterinnen und Mieter oder Pächterinnen und Pächter oder die Auflösung eines solchen Zusammenschlusses mitzuteilen.</p> <p>3 Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben einen allfälligen Austritt einer Mieterin oder eines Mieters oder einer Pächterin oder eines Pächters (Art. 17 Abs. 4) dem Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen. Der Netzbetreiber hat die betreffenden Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern innert drei Monaten in die Grundversorgung nach Artikel 6 oder 7 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG) aufzunehmen.</p>	<p><u>1^{bis} Sie haben dem Netzbetreiber mitzuteilen, wer den Zusammenschluss gegen Aussen vertritt.</u></p> <p>3 Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben <u>eine allfällige Beendigung der Teilnahme am Zusammenschluss einen allfälligen Austritt</u> einer Mieterin oder eines Mieters oder einer Pächterin oder eines Pächters (Art. 17 Abs. 4) dem Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen. Der Netzbetreiber hat die betreffenden Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern innert drei Monaten in die Grundversorgung nach Artikel 6 oder 7 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG) aufzunehmen.</p>	<p>Zu Abs. 1^{bis}: Vgl. Kommentar zu Art. 19 Abs 1.</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>4 Ist die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer nicht in der Lage, die Mitglieder des Zusammenschlusses mit Elektrizität zu versorgen, hat der Netzbetreiber die Versorgung umgehend sicherzustellen. Die dem Netzbetreiber dabei anfallenden Kosten hat die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zu tragen.</p> <p>5 Wer die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nimmt, hat dem Netzbetreiber die Menge der vor Ort produzierten und verbrauchten Elektrizität mindestens einmal jährlich mitzuteilen.</p>	<p>4 Ist die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer nicht in der Lage, die <u>Mitglieder Teilnehmer</u> des Zusammenschlusses mit Elektrizität zu versorgen, hat der Netzbetreiber die Versorgung <u>soweit möglich umgehend</u> sicherzustellen. <u>Die Alle</u> dem Netzbetreiber dabei anfallenden Kosten, <u>insbesondere für die Bereithaltung der Versorgung</u>, hat die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zu tragen. <u>Dies gilt auch bei der Auflösung des Zusammenschlusses oder beim Beendigung der Teilnahme einer Mieterin oder eines Mieters oder einer Pächterin oder eines Pächters.</u></p> <p>5 Wer die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nimmt <u>und eine Anlage > 10 kVA besitzt</u>, hat dem Netzbetreiber <u>BFE zu statistischen Zwecken</u> die Menge der vor Ort produzierten und verbrauchten Elektrizität mindestens einmal jährlich mitzuteilen.</p>	<p>Zu Abs. 4: Die Sicherstellung der Versorgung der Verbrauchsstätten im Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist dem Netzbetreiber nicht in jedem Fall möglich. Sie ist u.a. abhängig von der Anschlussleistung am Messpunkt, welche nicht mehr auf die vollständige Versorgung der Verbrauchsstätten aus dem öffentlichen Netz ausgerichtet sein muss.</p> <p>Zu Abs. 5: Der Netzbetreiber benötigt diese Angaben nicht. Eine Meldepflicht auch für sehr kleine Anlagen bringt keinen nennenswerten Mehrwert und führt zu unnötigem Aufwand sowohl für die Produzenten als auch für die Stelle, welche die Daten zu sammeln hat.</p>
<p>5. Kapitel: Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen, Geothermie-Erkundungsbeiträge und Geothermie-Garantien sowie Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftwerken</p>		
<p>1. Abschnitt: Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen</p>		
<p>Art. 20 Ausschreibungen</p> <p>1 Das BFE schreibt jährlich befristete Effizienzmassnahmen im Strombereich (Stromeffizienzmassnahmen) wettbewerblich aus.</p> <p>2 Diese Stromeffizienzmassnahmen müssen insbesondere zum Ziel haben, mit möglichst gutem Kosten-Nutzen-Verhältnis eine Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs von Gebäuden, Fahrzeugen, Anlagen, Geräten oder Unternehmen und eine möglichst rasche Marktreife von neuen Technologien zu erreichen.</p>	<p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Abs. 2: Das formulierte Ziel, dass eine möglichst rasche Marktreife von neuen Technologien erreicht werden soll, ist zu streichen. Die wettbewerblichen Ausschreibungen sollen technologie-neutral Effizienzmassnahmen mit möglichst gutem Kosten-Nutzen-Verhältnis fördern. Ziel der wettbewerblichen Ausschreibungen ist es, Effizienzgewinne zu realisieren und nicht, neue Technologien zu fördern.</p> <p>In Art. 32 EnG ist geregelt, welche Massnahmen durch Wettbewerbliche Ausschreibungen unterstützt werden. Es ist nicht ersichtlich, wieso in der Verordnung ein Teil der Massnahmen explizit nochmals aufgeführt wird.</p> <p>Dass ein möglichst gutes Kosten-Nutzen-Verhältnis angestrebt wird, ist in Art. 22 Abs. 2 geregelt.</p> <p>Art. 20 Abs. 2 kann somit komplett gestrichen werden.</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>Art. 21 Teilnahmebedingungen</p> <p>1 Das BFE legt jährlich die Bedingungen für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren fest. Es setzt Förderschwerpunkte und kann bestimmte Bereiche oder Anwendungen von der Förderung ausnehmen. Zudem kann es insbesondere den Förderbeitrag je Einzelprojekt oder -programm begrenzen und Vorhaben des Bundes von der Teilnahme ausschliessen.</p> <p>2 Wer an den wettbewerblichen Ausschreibungen teilnimmt, kann mit demselben Projekt oder Programm nur einmal pro Ausschreibungsjahr an den wettbewerblichen Ausschreibungen teilnehmen.</p>	<p>1 Das BFE legt jährlich die Bedingungen für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren fest <u>und passt diese an, falls dies aufgrund neuer Vorschriften oder Gesetze notwendig ist.</u> Es setzt Förderschwerpunkte und kann bestimmte Bereiche oder Anwendungen von der Förderung ausnehmen. Zudem kann es insbesondere den Förderbeitrag je Einzelprojekt oder -programm begrenzen und Vorhaben des Bundes von der Teilnahme ausschliessen.</p> <p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Abs. 1: Die Bedingungen für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren sollten nur dann angepasst werden, wenn dies aufgrund neuer Vorschriften oder Gesetzen notwendig ist. Die heute praktizierte jährliche Anpassung der Bedingungen führt für die teilnehmenden Unternehmen zu unnötigen Unsicherheiten und verhindert eine effiziente Abwicklung für die teilnehmenden Unternehmen.</p> <p>Ziel der wettbewerblichen Ausschreibungen ist die Förderung der Energieeffizienz und nicht die Förderung einer bestimmten Technologie. Entsprechend sollten die wettbewerblichen Ausschreibungen technologieneutral ausgestaltet sein.</p> <p>Zu Abs. 2: Die Sperrfrist von einem Jahr ist willkürlich. Unternehmen, welche beispielsweise mit einem angepassten Projektantrag zeitnah an einer weiteren Ausschreibung teilnehmen möchten, werden in der Umsetzung von Effizienzmassnahmen behindert.</p>
<p>Art. 22 Berücksichtigung und Auswahl</p> <p>1 Für Förderbeiträge werden nur Projekte und Programme berücksichtigt, die:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Bedingungen für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren erfüllen; b. ohne Förderbeitrag nicht realisiert würden. <p>2 Die Projekte und Programme mit der besten Kostenwirksamkeit (Rp./kWh) erhalten einen Förderbeitrag.</p>	<p>2 Die Projekte und Programme mit der besten <u>Effizienz Kostenwirksamkeit (Rp./kWh)</u> erhalten einen Förderbeitrag.</p>	<p>Zu Abs. 2: In der Praxis führt der Absatz 2 dazu, dass ein Teil der Kosten für die Umsetzung von Programmen von den Programmträgern übernommen werden müssen. Denn vor allem dadurch wird eine geringere Kostenwirksamkeit erreicht.</p> <p>Mit Abs. 1 lit. b sollen Mitnahmeeffekte verhindert werden. Doch insbesondere bei den Projekten führt dieser Absatz in Kombination mit dem Absatz 2 zu Widersprüchen, welchen die Unternehmen nicht verstehen. Das Projekt soll eine gute Kostenwirksamkeit haben, darf aber nicht wirtschaftlich sein bzw. ohne Fördergelder nicht realisiert werden. Jedes Unternehmen interpretiert Wirtschaftlichkeit aber anders. Hier braucht es eine Definition der Wirtschaftlichkeit. Diese sollte für Projekte und Programme gleich sein soll wie bei anderen Bundes-Instrumenten z.B. der Zielvereinbarung (4 Jahre Payback-Zeit).</p> <p>Oberstes Ziel muss die Umsetzung von möglichst vielen Stromeinsparprojekten sein, zu möglichst tiefen Kosten für die Allgemeinheit.</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>Art. 23 Auszahlung</p> <p>1 Der Förderbeitrag wird erst ausbezahlt, wenn die Stromeffizienzmassnahmen umgesetzt sind. Sind sie bis zum festgelegten Zeitpunkt nicht umgesetzt oder werden die prognostizierten Stromeinsparungen nicht erreicht, so wird der Förderbeitrag angemessen gekürzt.</p> <p>2 Bei länger dauernden Projekten und Programmen können Zahlungen geleistet werden, bevor die Massnahmen vollständig umgesetzt sind, wenn im Voraus festgelegte Zwischenziele erreicht werden. Wird ein Zwischenziel nicht erreicht, so können weitere Förderbeiträge verweigert werden.</p> <p>3 Wer einen Förderbeitrag zugesprochen erhalten hat, muss dem BFE und den mit dem Vollzug betrauten Stellen die zur Überprüfung des Stromeffizienzgewinns nötigen Daten zur Verfügung stellen und Zugang zu seinen Anlagen gewähren.</p>	<p>1 Der Förderbeitrag wird erst ausbezahlt, wenn die Stromeffizienzmassnahmen umgesetzt sind. Sind sie bis zum festgelegten Zeitpunkt nicht umgesetzt oder werden die prognostizierten Stromeinsparungen nicht erreicht, so wird der Förderbeitrag angemessen gekürzt</p>	<p>Zu Abs. 1: Wird die Auszahlung des Förderbeitrages vom Erreichen der prognostizierten Stromeinsparungen abhängig gemacht, bedingt dies aufwendige Messungen, welche das Projekt oder Programm zusätzlich verteuert und das Kosten-Nutzen-Verhältnis des Projekts oder Programms verschlechtern. Dies läuft dem Grundgedanken zuwider, dass Projekte und Programme mit einem möglichst guten Kosten-Nutzen-Verhältnis gefördert werden sollen.</p> <p>In der Praxis sind solche Vorher- / Nachher-Messungen kaum verhältnismässig realisierbar, da der Stromverbrauch von diversen Faktoren beeinflusst wird. Mit der Eingabe des Projekts kann ja die Wirksamkeit des Projekts dargelegt werden.</p>
<p>Art. 24 Auswertung und Publikation</p> <p>1 Das BFE wertet die geförderten Projekte und Programme aus insbesondere in Bezug auf:</p> <ol style="list-style-type: none"> Trägerschaft; Kurzbeschreibung; erwartete und realisierte Stromeinsparung; die Fördermittel pro eingesparte Kilowattstunde (Kostenwirksamkeit). <p>2 Es publiziert die Ergebnisse der Auswertungen jährlich.</p> <p>3 Nach Abschluss eines Projekts respektive eines Programms publiziert es die erzielte Stromeinsparung.</p> <p>4 Es kann die von Projekt- und Programmträgern eingereichten Eingaben sowie die verfassten Zwischen- und Schlussberichte unter Wahrung des Geschäfts- und Fabrikationsgeheimnisses publizieren.</p>	<p>3 <i>Streichen</i></p> <p>4 <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Abs. 3: Die Publikation der erzielten Stromeinsparung ist bereits durch Art. 24 Abs. 1 und 2 gegeben.</p> <p>Zu Abs. 4: Insbesondere die Schlussberichte sind sehr detailliert und erlauben Rückschlüsse auf unternehmensspezifische Strategien bei der Planung von Projekten und Programmen. Es ist daher davon abzusehen, diese zu publizieren.</p>
<p>2. Abschnitt: Geothermie-Erkundungsbeiträge und Geothermie-Garantien</p>	<p>2. Abschnitt: Geothermie-Erkundungsbeiträge und Geothermie-Garantien <u>für Strom- und Wärmeproduktion</u></p>	<p>Im CO2-Gesetz wird von Geothermie für die Wärmeproduktion gesprochen, in der EnV nur von Geothermie. In der EnV ist explizit zu erwähnen, dass Strom und Wärme möglich sind.</p>
<p>Art. 25 Anspruchsvoraussetzungen und Gesuch</p> <p>1 Geothermie-Erkundungsbeiträge können geleistet werden, wenn ein Projekt die Voraussetzungen nach Anhang 1 erfüllt.</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>2 Geothermie-Garantien können geleistet werden, wenn ein Projekt die Voraussetzungen nach Anhang 2 erfüllt.</p> <p>3 Das Gesuch ist dem BFE einzureichen. Es ist erst einzureichen, wenn die für das Projekt notwendigen Bewilligungen und Konzessionen rechtskräftig erteilt wurden und dessen Finanzierung gesichert ist.</p>	<p>3 Das Gesuch ist dem BFE einzureichen. Es ist erst einzureichen, wenn die für das Projekt notwendigen Bewilligungen und Konzessionen rechtskräftig erteilt wurden und dessen Finanzierung gesichert ist.</p>	<p>Zu Abs. 3: Meist braucht es für Finanzbeiträge die Zusage des BFE für Fördergelder und die Finanzierung kann daher erst gesichert werden, wenn diese erteilt ist.</p>
<p>Art. 26 Prüfung des Gesuchs und Entscheid</p>		
<p>1 Das BFE zieht zur Prüfung der Gesuche ein unabhängiges Expertengremium aus bis zu sechs Fachleuten bei.</p> <p>2 Das Expertengremium begutachtet das Gesuch und gibt zuhanden des BFE eine Empfehlung ab. Es kann zur Erfüllung seiner Aufgaben weitere Fachleute beiziehen.</p> <p>3 Das Verfahren richtet sich für die Geothermie-Erkundungsbeiträge nach Anhang 1 Ziffern 3 und 4 und für die Geothermie-Garantie nach Anhang 2 Ziffer 3.</p> <p>4 Sind die Voraussetzungen für die Leistung eines Geothermie-Erkundungsbeitrags oder einer Geothermie-Garantie gegeben, so schliesst der Bund mit der Gesuchstellerin oder dem Gesuchsteller einen verwaltungsrechtlichen Vertrag ab. Darin sind insbesondere die Voraussetzungen für die Rückforderung nach Artikel 29 festzuhalten.</p>		
<p>Art. 27 Reihenfolge der Berücksichtigung</p>		
<p>1 Stehen aus dem Netzzuschlagsfonds nicht genügend Mittel zur Verfügung, so nimmt das BFE das Projekt in eine Warteliste auf, es sei denn, es erfülle die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht. Das BFE teilt dies der Gesuchstellerin oder dem Gesuchsteller mit.</p> <p>2 Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so berücksichtigt das BFE die am weitesten fortgeschrittenen Projekte. Sind mehrere Projekte gleich weit fortgeschritten, so wird das Projekt berücksichtigt, für das das Gesuch am frühesten eingereicht wurde.</p>		
<p>Art. 28 Auszahlung der Geothermie-Garantie</p>		
<p>Die Geothermie-Garantie wird auf Gesuch hin ausbezahlt, wenn ein Projekt als Teil- oder Misserfolg beurteilt wird. Bei einem Teilerfolg wird sie anteilmässig ausbezahlt.</p>		
<p>Art. 29 Rückforderung</p>		
<p>1 Für die Rückforderung der Erkundungsbeiträge und der Geothermie-Garantien sind die Artikel 28–30 des Subventionengesetzes vom 5. Oktober 1990 (SuG) sinngemäss anwendbar.</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>2 Das BFE kann zudem Erkundungsbeiträge zurückfordern, wenn mit dem Betrieb der Anlage Gewinne erwirtschaftet werden, die die Förderung im Nachhinein als unnötig erscheinen lassen.</p> <p>3 Wird mit einer anderweitigen Nutzung des Vorhabens ein Gewinn erzielt, kann das BFE die Rückzahlung der ausbezahlten Erkundungsbeiträge und Geothermie-Garantien verfügen.</p> <p>4 Das BFE ist vor einer anderweitigen Nutzung oder Veräusserung zu informieren über:</p> <ol style="list-style-type: none"> die geplante Art der Nutzung; die Eigentumsverhältnisse und die Trägerschaft; allfällige Gewinne und deren Umfang. 		
<p>3. Abschnitt: Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen</p>		
<p>Art. 30 Gesuch</p> <p>1 Der Inhaber einer Wasserkraftanlage kann für Massnahmen nach Artikel 83a des Gewässerschutzgesetzes vom 24. Januar 1991 (GSchG) oder nach Artikel 10 des Fischereigesetzes vom 21. Juni 1991 (BGF) bei der zuständigen kantonalen Behörde ein Gesuch um Erstattung der Kosten einreichen.</p> <p>2 Das Gesuch ist einzureichen, bevor mit dem Bau begonnen wird oder grössere Anschaffungen getätigt werden (Art. 26 Abs. 1 SuG).</p> <p>3 Die Anforderungen an das Gesuch richten sich nach Anhang 3 Ziffer 1.</p>	<p>2 Das Gesuch ist einzureichen, bevor mit dem Bau begonnen wird oder grössere Anschaffungen getätigt werden (Art. 26 Abs. 1 SuG).</p>	<p>Zu Abs 2: Die Finanzierung der Massnahmen soll nicht als Subvention taxiert werden.</p>
<p>Art. 31 Meldung und Prüfung des Gesuchs durch die kantonalen Behörden</p> <p>1 Nach Eingang des Gesuchs meldet die kantonale Behörde dem Bundesamt für Umwelt (BAFU) umgehend:</p> <ol style="list-style-type: none"> das Datum der Gesuchseinreichung; den Namen der Gesuchstellerin oder des Gesuchstellers; die Art der Massnahmen; die voraussichtlichen anrechenbaren Kosten; den voraussichtlichen Termin für das Ende der Umsetzung der Massnahmen; Angaben über allenfalls vorgesehene Gesuche um Teilzahlungen an die Massnahmen. <p>2 Die kantonale Behörde beurteilt das Gesuch gemäss den Kriterien nach Anhang 3 Ziffern 2 und 3 und leitet es mit ihrer Stellungnahme ans BAFU weiter.</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>3 Ist das Gesuch nicht vollständig, so informiert sie das BAFU umgehend darüber. Sie informiert das BAFU erneut, sobald die zur Vollständigkeit des Gesuchs notwendigen Unterlagen nachgereicht wurden.</p>		
<p>Art. 32 Zusicherung der Entschädigung</p> <p>1 Das BAFU beurteilt das Gesuch gemäss den Kriterien nach Anhang 3 Ziffern 2 und 3 und stimmt seine Beurteilung mit der kantonalen Behörde ab.</p> <p>2 Sind die Entschädigungsvoraussetzungen erfüllt, so sichert das BAFU dem Inhaber der Wasserkraftanlage die Entschädigung zu und legt die voraussichtliche Höhe der Entschädigung fest.</p> <p>3 Stellt der Inhaber der Wasserkraftanlage nach der Zusicherung fest, dass Mehrkosten anfallen, so meldet er dies unverzüglich der kantonalen Behörde und dem BAFU. Sind die Mehrkosten wesentlich, so ist das Verfahren gemäss den Absätzen 1 und 2 sinngemäss anwendbar.</p>	<p>3 Stellt der Inhaber der Wasserkraftanlage nach der Zusicherung fest, dass Mehrkosten anfallen, so meldet er dies unverzüglich der kantonalen Behörde und dem BAFU. Sind die Mehrkosten wesentlich, so ist das Verfahren gemäss den Absätzen 1 und 2 sinngemässe anwendbar.</p>	<p>Zu Abs. 3: Bereits erhaltene Bescheide und getätigte Investitionen basieren auf dem Vertrauen, dass sämtliche Kosten übernommen werden. Mehrkosten, die in der Regel nicht durch das Kraftwerksunternehmen verursacht werden, müssen gemäss Gesetz ebenfalls bezahlt werden. Eine erneute Prüfung ist deshalb nicht sinnvoll und schwächt die Rechtssicherheit.</p>
<p>Art. 33 Auszahlungsplan</p> <p>1 Übersteigen die eingereichten Gesuche die verfügbaren Mittel, so erstellt das BAFU einen Auszahlungsplan.</p> <p>2 Für die Reihenfolge der Auszahlungen ist der Zeitpunkt der Einreichung des Gesuchs bei der kantonalen Behörde massgebend.</p>	<p>1 Übersteigen die eingereichten Gesuche die verfügbaren Mittel, so erstellt das BAFU einen Auszahlungsplan. <u>Verzögerte Auszahlungen aufgrund eines Auszahlungsplanes werden mit einem Verzugszins gemäss Artikel 104 Absatz 1 Obligationenrecht ausbezahlt.</u></p>	<p>Zu Abs. 1: Die Konsequenzen der aktuellen Formulierung sind schwer abschätzbar. Bei einer verzögerten Auszahlung ist ein Verzugszins von 5% zu zahlen. Irgendwann wird der Zeitpunkt kommen, an welchem nicht mehr alle Projekte finanziert werden können. Daher ist es von Vorteil, dazu bereits eine Regelung in der EnV zu haben.</p>
<p>Art. 34 Auszahlung der Entschädigung und Rückforderung</p> <p>1 Der Inhaber der Wasserkraftanlage hat nach Umsetzung der Massnahmen bei der zuständigen kantonalen Behörde eine Zusammenstellung der gesamten tatsächlich entstandenen anrechenbaren Kosten einzureichen.</p> <p>2 Die anrechenbaren Kosten richten sich nach Anhang 3 Ziffer 3.</p>	<p>2 Die anrechenbaren Kosten richten sich nach Anhang 3 Ziffer 3. <u>Bei Kraftwerksbauten, die gleichzeitig einen Sanierungseffekt haben, orientiert sich die Kostenbeteiligung an den finanziellen Aufwendungen für eine vergleichbare, theoretisch realisierbare Massnahme.</u></p>	<p>Zu Abs. 2: Die Möglichkeit zur Finanzierung eines virtuellen Projektes soll in die Verordnung aufgenommen werden.</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>3 Das UVEK regelt die Einzelheiten für die Berechnung der anrechenbaren Kosten von betrieblichen Massnahmen.</p> <p>4 Die kantonale Behörde beurteilt die Zusammenstellung der entstandenen Kosten hinsichtlich Anrechenbarkeit der geltend gemachten Kosten und leitet sie mit ihrer Stellungnahme ans BAFU weiter.</p> <p>5 Das BAFU beurteilt die Zusammenstellung der Kosten, stimmt seine Beurteilung mit der kantonalen Behörde ab und verfügt die Entschädigung.</p> <p>6 Es fordert allenfalls zu viel bezahlte Entschädigungen zurück.</p>	<p>3 Das UVEK regelt die Einzelheiten für die Berechnung der anrechenbaren Kosten von betrieblichen Massnahmen (<u>SR 730.014.1</u>).</p>	<p>Zu Abs. 3: Verweis auf 730.014.1, Verordnung des UVEK über die Berechnung der anrechenbaren Kosten von betrieblichen Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftwerken, um Unklarheiten auszuräumen.</p>
<p>Art. 35 Teilzahlungen</p> <p>1 Bei aufwendigen Sanierungsmassnahmen kann der Inhaber einer Wasserkraftanlage Gesuche um höchstens zwei Teilzahlungen pro Jahr stellen, soweit dies in der Zusicherung vorgesehen ist und das Projekt entsprechend fortgeschritten ist.</p> <p>2 Die kantonale Behörde beurteilt die Gesuche um Teilzahlungen und leitet sie mit ihrer Stellungnahme ans BAFU weiter.</p> <p>3 Das BAFU beurteilt die Gesuche um Teilzahlungen, stimmt seine Beurteilung mit der kantonalen Behörde ab und führt die Teilzahlungen aus.</p>	<p>1 Bei aufwendigen Sanierungsmassnahmen kann der Inhaber einer Wasserkraftanlage Gesuche um höchstens zwei Teilzahlungen pro Jahr stellen, soweit dies in der Zusicherung vorgesehen ist und das Projekt entsprechend fortgeschritten ist.</p>	<p>Zu Abs. 1: Bereits laufende Projekte dürfen zwecks Rechtsgleichheit nicht von der Möglichkeit von Teilzahlungen ausgeschlossen werden. Es gibt Finanzierungsbescheide aus einer Zeit, in der Teilzahlungen nicht möglich waren (z.B. Gemeinschaftskraftwerk Inn). In diesen Bescheiden ist keine Teilzahlung vorgesehen, was zu einer Diskriminierung führen würde. Alternativ könnte man den Absatz ergänzen: „Sofern die Zusicherung für eine aufwendige Sanierungsmassnahme vor dem xx.yy.20zz gewährt wurde, kann der Inhaber einer Wasserkraftanlage auch ein Gesuch um Teilzahlungen stellen, wenn dies im Entscheid nicht vorgesehen ist.“ Die erste Variante ist zu bevorzugen. Und falls die Kasse leer ist, kann das Gesuch immer noch abschlägig beantwortet werden.</p>
<p>Art. 36 Anwendbarkeit des Subventiongesetzes</p> <p>Im Übrigen ist das 3. Kapitel des Subventiongesetzes sinngemäss anwendbar.</p>	<p>Im Übrigen ist das 3. Kapitel des Subventiongesetzes sinngemäss anwendbar. Eine Zusatznutzung zu einer Sanierungsmassnahme führt zu keiner Schmälerung der anrechenbaren Kosten. Investitionen in eine Zusatznutzung können weitere Fördergelder erhalten, wenn sie die entsprechenden Kriterien erfüllen.</p>	<p>Bei Entschädigungen für Sanierungsmassnahmen handelt es sich nicht um Subventionen. Eine Zusatznutzung zu einer Sanierungsmassnahme führt zu keiner Schmälerung der anrechenbaren Kosten. Investitionen in eine Zusatznutzung können weitere Fördergelder erhalten, wenn sie die entsprechenden Kriterien erfüllen.</p>
<p>6. Kapitel: Netzzuschlag</p> <p>1. Abschnitt: Erhebung und Verwendung</p>		
<p>Art. 37 Erhebung</p> <p>1 Der Netzzuschlag beträgt 2,3 Rappen/kWh.</p> <p>2 Die Vollzugsstelle erhebt den Netzzuschlag mindestens</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>vierteljährlich und legt ihn unverzüglich in den Netzzuschlagsfonds ein.</p> <p>3 Ergibt sich aufgrund der Regelung von Artikel 38 EnG eine Änderung des Mittelbedarfs von mindestens 0,05 Rappen/kWh, stellt das UVEK dem Bundesrat Antrag auf eine entsprechende Neufestlegung des Netzzuschlags. Es gibt im Antrag an, wie sich der Zuschlag voraussichtlich auf die einzelnen Verwendungsarten verteilt.</p>		
<p>Art. 38 Verwendung</p> <p>1 Die Zuteilung der verfügbaren Mittel richtet sich nach dem Mittelbedarf und den Vollzugskosten der einzelnen Verwendungen, den anteilmässigen Kosten für die Rückerstattung des Netzzuschlags nach Artikel 39 EnG, der Gesamtliquidität des Netzzuschlagsfonds sowie dem Beitrag, den die einzelnen Verwendungen zur Verwirklichung des Gesetzeszwecks und zur Erreichung der Richtwerte gemäss den Artikeln 2 und 3 EnG leisten.</p> <p>2 Die gesetzlich vorgesehenen Höchstanteile für die Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen, für die Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW und für die Entschädigungen nach Artikel 34 EnG werden ausgeschöpft, sofern dies aufgrund des Mittelbedarfs notwendig ist. Bei den übrigen Verwendungsarten mit einem gesetzlichen Höchstanteil kommt für die Zuteilung der Mittel Absatz 1 zur Anwendung.</p>		
<p>2. Abschnitt: Rückerstattung</p>		
<p>Art. 39 Anspruchsberechtigung</p> <p>1 Ob eine Endverbraucherin oder ein Endverbraucher nach Artikel 39 Absatz 3 EnG überwiegend eine ihr oder ihm gesetzlich oder vertraglich übertragene öffentlich-rechtliche Aufgabe wahrnimmt, bestimmt sich anhand des jeweiligen Ertrages.</p> <p>2 Die Grossforschungsanlagen, für die nach Artikel 39 Absatz 3 zweiter Satz EnG die Rückerstattung des Netzzuschlags beantragt werden kann, sind in Anhang 4 aufgeführt. Das UVEK kann diesen Anhang anpassen.</p>		
<p>Art. 40 Massgeblicher Zeitraum</p> <p>Ob eine Endverbraucherin oder ein Endverbraucher Anspruch auf Rückerstattung hat oder nicht, beurteilt sich jeweils in Bezug auf ein volles abgeschlossenes Geschäftsjahr.</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>Art. 41 Zielvereinbarung</p> <p>1 Wer die Rückerstattung des Netzzuschlags beantragen will, muss zusammen mit einem nach Artikel 51 Absatz 1 Buchstabe a beauftragten Dritten einen Vorschlag für eine Zielvereinbarung erarbeiten und ihn dem BFE bis spätestens drei Monate vor Abschluss des Geschäftsjahres, für das die Rückerstattung beantragt wird, zur Prüfung einreichen.</p> <p>2 Die Zielvereinbarung hat eine Laufzeit von mindestens 10 Jahren mit Beginn am 1. Januar. Sie muss jedes Geschäftsjahr, für das die Rückerstattung beantragt wird, vollständig umfassen.</p> <p>3 Die Zielvereinbarung legt für jedes Kalenderjahr ein Energieeffizienzziel fest. Die Erhöhung der Energieeffizienz ist linear auszugestalten.</p> <p>4 Die Zielvereinbarung ist eingehalten, wenn die Energieeffizienz während der Laufzeit der Zielvereinbarung nicht in mehr als zwei aufeinanderfolgenden Jahren und insgesamt in nicht mehr als der Hälfte der Jahre unter dem für das betreffende Jahr festgelegten Energieeffizienzziel liegt.</p>	<p>3 Die Zielvereinbarung legt für jedes Kalenderjahr ein Energieeffizienzziel fest. Die Erhöhung der Energieeffizienz ist linear auszugestalten.</p>	<p>Zu Abs. 3: Der VSE erachtet Verminderungsverpflichtungen als ein zielführendes Instrument, um die Energieeffizienz zu steigern. Die Gesetzgebung sollte daher so ausgestaltet sein, dass möglichst viele Unternehmen eine Zielvereinbarung abschliessen. Eine lineare Ausgestaltung der Erhöhung der Energieeffizienz bietet gegenüber den heute üblichen Massnahmenzielen keinerlei Vorteile und verkennt die Realitäten in den Unternehmen: Oft sind zu Beginn der Zielvereinbarung Vorarbeiten notwendig und die Effizienzgewinne stellen sich erst zu einem späteren Zeitpunkt ein. Es ist unsinnig, die Erfüllung einer Zielvereinbarung mit einer solchen administrativen Hürde zu erschweren und damit die Attraktivität der Zielvereinbarungen zu senken, insbesondere, da sie in keiner Weise dazu führt, die Effizienzgewinne über den Zeitraum der Zielvereinbarung gesehen zu steigern.</p>
<p>Art. 42 Berichterstattung</p> <p>1 Die Endverbraucherin oder der Endverbraucher reicht dem BFE jeweils bis zum 31. Mai des Folgejahres einen Bericht über die Umsetzung der Zielvereinbarung im betreffenden Kalenderjahr ein.</p> <p>2 Der Bericht weist die im Zusammenhang mit der Zielvereinbarung relevanten Daten des Kalenderjahres aus und stellt sie den Daten der Vorjahre gegenüber. Er enthält mindestens folgende Angaben:</p> <p>a. den Gesamtenergieverbrauch der Endverbraucherin oder des Endverbrauchers mit einer Gegenüberstellung der Ist- und der Sollwerte;</p> <p>b. die umgesetzten Energieeffizienzmassnahmen und de-</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>ren Wirkung;</p> <p>c. die Energieeffizienz der Endverbraucherin oder des Endverbrauchers mit einer Gegenüberstellung der Ist- und der Sollwerte;</p> <p>d. die vorgesehenen Korrekturmassnahmen, wenn das für das betreffende Jahr festgelegte Energieeffizienzziel nicht erreicht wurde, und eine Begründung, warum dieses Ziel nicht erreicht wurde.</p> <p>3 Das BFE kann weitere Angaben verlangen, soweit es diese für die Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung benötigt.</p>		
<p>Art. 43 Anpassung der Zielvereinbarung</p> <p>1 Das BFE prüft die Anpassung der Zielvereinbarung auf Gesuch hin oder von Amtes wegen.</p> <p>2 Es prüft die Anpassung in jedem Fall, wenn:</p> <p>a. die Energieeffizienz der Endverbraucherin oder des Endverbrauchers um mindestens 30 Prozent unter oder über dem für das betreffende Jahr festgelegten Energieeffizienzziel liegt; und</p> <p>b. die Abweichung vom Energieeffizienzziel darauf zurückzuführen ist, dass sich Tatsachen, auf deren Basis die Zielvereinbarung erstellt wurde, wesentlich geändert haben und die Änderung nicht bloss vorübergehender Natur ist, namentlich bei einer wesentlichen und dauerhaften Änderung der Struktur oder der Geschäftstätigkeit der Endverbraucherin oder des Endverbrauchers.</p> <p>3 Die Endverbraucherin oder der Endverbraucher hat das BFE umgehend zu informieren, wenn sich Tatsachen ändern, auf deren Basis die Zielvereinbarung erstellt wurde.</p> <p>4 Eine allfällige Anpassung der Zielvereinbarung erfolgt rückwirkend auf den Beginn des Jahres, in dem sich die Änderung ausgewirkt hat.</p>		
<p>3. Abschnitt: Verfahren zur Rückerstattung</p>		
<p>Art. 44 Gesuch</p> <p>1 Das Gesuch um Rückerstattung des Netzzuschlags ist bis spätestens sechs Monate nach Abschluss des Geschäftsjahres, für das die Rückerstattung beantragt wird, beim BFE einzureichen.</p> <p>2 Es hat folgende Nachweise und Unterlagen zu enthalten:</p> <p>a. den Nachweis der Bruttowertschöpfung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres und die zugrunde liegenden Unterlagen nach Artikel 45;</p>		<p>Zu Abs. 1: Die Gesetzgebung sollte so ausgestaltet sein, dass möglichst viele Unternehmen eine Zielvereinbarung zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Senkung der CO₂-Emissionen abschliessen.</p> <p>Die aufwändigen und bürokratischen Prozesse, die heute Unternehmen am Abschliessen einer Zielvereinbarung hindern, müssen vereinfacht werden. Dazu gehört insbesondere auch, dass die Anforderungen für Zielvereinbarungen gemäss CO₂-Gesetz</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>b. den Bericht der Revisionsstelle zur ordentlichen oder eingeschränkten Revision;</p> <p>c. den Nachweis der Elektrizitätskosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres und die zugrunde liegenden Unterlagen nach Artikel 46;</p> <p>d. den Nachweis der im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr bezogenen Strommenge und des dafür entrichteten Netzzuschlags sowie die zugrunde liegenden Unterlagen nach Artikel 46.</p> <p>3 Bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern nach Artikel 39 Absatz 3 zweiter Satz EnG hat das Gesuch in Abweichung von Absatz 2 nur Folgendes zu enthalten:</p> <p>a. den Nachweis der Strommenge, die sie im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr für den Betrieb der betreffenden Grossforschungsanlage nach Anhang 4 bezogen haben; und</p> <p>b. den dafür entrichteten Netzzuschlag.</p>		<p>mit den Zielvereinbarungen gemäss Energiegesetz harmonisiert werden.</p> <p>Die in Art. 44 genannten Fristen sind weiterhin nicht mit jenen für Zielvereinbarungen gemäss CO2-Gesetz harmonisiert. Dies gilt es anzupassen.</p>
<p>Art. 45 Bruttowertschöpfung</p> <p>1 Die Bruttowertschöpfung ist auf der Grundlage der ordentlich geprüften Jahresrechnung des nach Artikel 957 Absatz 1 des Obligationenrechts (OR) zur Buchführung und Rechnungslegung pflichtigen Unternehmens zu ermitteln. Sie berechnet sich nach Anhang 5 Ziffer 1.</p> <p>2 Sofern nach Artikel 962 OR für ein Unternehmen eine Pflicht zur Erstellung eines Abschlusses nach einem anerkannten Standard zur Rechnungslegung besteht, ist die Bruttowertschöpfung auf der Grundlage dieses Abschlusses zu ermitteln. Zusätzlich ist eine Bestätigung durch eine zugelassene Revisionsexpertin oder einen zugelassenen Revisionsexperten nach Artikel 4 des Revisionsaufsichtsgesetzes vom 16. Dezember 2005 einzureichen, dass die Bruttowertschöpfung richtig berechnet wurde.</p> <p>3 Bei Unternehmen, die nicht der ordentlichen Revision nach Artikel 727 Absatz 1 OR unterliegen, ist die Bruttowertschöpfung auf der Grundlage der amtlichen Mehrwertsteuer-Abrechnungsformulare des vollen Geschäftsjahres nach Anhang 5 Ziffer 2 zu berechnen.</p>		
<p>Art. 46 Elektrizitätskosten, Strommenge und Netzzuschlag</p> <p>1 Die Elektrizitätskosten, die bezogene Strommenge und der dafür entrichtete Netzzuschlag sind auf der Grundlage von Rechnungsbelegen zu ermitteln.</p> <p>2 Als Elektrizitätskosten gelten die dem Unternehmen von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder einem</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>anderen Dritten in Rechnung gestellten Kosten für Stromlieferung, Netznutzung sowie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen einschliesslich Netzzuschlag und ohne Mehrwertsteuer.</p>		
<p>Art. 47 Prüfung des Gesuchs</p> <p>1 Das BFE entscheidet über den Anspruch auf Rückerstattung gestützt auf das Gesuch um Rückerstattung und den Bericht, der über die Umsetzung der Zielvereinbarung Auskunft gibt.</p> <p>2 Liegt dem BFE noch kein Bericht vor, der über das volle Geschäftsjahr Auskunft gibt, und zeichnet sich ab, dass die Einhaltung der Zielvereinbarung gefährdet ist, so kann das BFE mit dem Entscheid zuwarten, bis der nächste Bericht eingereicht und ausgewertet ist.</p>		
<p>Art. 48 Jährliche Auszahlung</p> <p>1 Heisst das BFE das Gesuch um Rückerstattung gut, so wird der Rückerstattungsbetrag unter Anrechnung allfälliger monatlicher Auszahlungen innert zweier Monate nach Gutheissung ausbezahlt.</p> <p>2 Bei teilweiser Rückerstattung richtet sich die Berechnung des Betrags nach Anhang 6 Ziffer 1.</p> <p>3 Die Rückerstattungsbeträge werden nicht verzinst.</p>		
<p>Art. 49 Monatliche Auszahlung</p> <p>1 Die Endverbraucherin oder der Endverbraucher kann beim BFE ein Gesuch um monatliche Auszahlung für das laufende Geschäftsjahr stellen. Dieses Gesuch gilt auch für die folgenden Geschäftsjahre. Es muss die Angaben und Unterlagen nach Artikel 44 Absatz 2 Buchstaben a, c und d enthalten, soweit diese nicht bereits mit dem Gesuch um Rückerstattung eingereicht wurden.</p> <p>2 Im Fall der monatlichen Auszahlung werden jeweils 80 Prozent des im laufenden Geschäftsjahr zu erwartenden Rückerstattungsbetrags ausbezahlt. Die Berechnung des Betrags der monatlichen Auszahlung richtet sich nach Anhang 6 Ziffer 2.</p> <p>3 Innert 30 Tagen nach Gutheissung des Gesuchs werden ausbezahlt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 80 Prozent des für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr zu erwartenden Rückerstattungsbetrags; b. der nach Absatz 2 berechnete Betrag für die Monate des laufenden Geschäftsjahres, die bis zur Gutheissung des Gesuchs verstrichen sind. 		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>4 Das BFE kann die monatlichen Auszahlungen jederzeit anpassen, wenn:</p> <ol style="list-style-type: none"> sich die für deren Berechnung relevanten Parameter ändern; der Stromverbrauch der Endverbraucherin oder des Endverbrauchers im laufenden Geschäftsjahr erheblich von deren oder dessen Stromverbrauch im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr abweicht. <p>5 Ändern sich die Parameter nach Absatz 4, insbesondere die bezogene Strommenge, so meldet dies die Endverbraucherin oder der Endverbraucher dem BFE umgehend.</p>		
<p>Art. 50 Rückzahlung unberechtigterweise erhaltener Rückerstattungsbeträge</p> <p>1 Ergibt die Prüfung des Gesuchs um Rückerstattung, dass der Endverbraucherin oder dem Endverbraucher gestützt auf Artikel 49 zu viel ausbezahlt oder der Mindestbetrag nach Artikel 40 Buchstabe d EnG nicht erreicht wurde, so verfügt das BFE die Rückzahlung der für das betreffende Geschäftsjahr zu viel ausbezahlten Rückerstattungsbeträge.</p> <p>2 Hält die Endverbraucherin oder der Endverbraucher die Zielvereinbarung nicht vollständig ein, so verfügt das BFE die Rückzahlung sämtlicher während der Laufzeit der Zielvereinbarung ausbezahlter Rückerstattungsbeträge (Art. 41 Abs. 3 EnG).</p> <p>3 Die zurückbezahlten Beträge fliessen in den Netzzuschlagsfonds zurück. Auf den Beträgen wird kein Zins erhoben.</p>		
<p>Art. 51 Beizug Dritter</p> <p>1 Das BFE kann Dritte namentlich mit den folgenden Aufgaben beauftragen:</p> <ol style="list-style-type: none"> Erarbeitung des Vorschlags für eine Zielvereinbarung mit den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern; Prüfung des Vorschlags für eine Zielvereinbarung; Unterstützung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher beim Erstellen der jährlichen Berichterstattung über die Umsetzung der Zielvereinbarung; Prüfung der anlässlich der Gesuchstellung gemachten Angaben und eingereichten Unterlagen. <p>2 Die Endverbraucherinnen und Endverbraucher sind zur Zusammenarbeit mit den beauftragten Dritten verpflichtet. Sie haben ihnen insbesondere sämtliche erforderlichen Unterlagen zur Verfügung zu stellen und ihnen während der üblichen Arbeitszeit Zutritt zu den Einrichtungen zu gewähren.</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
7. Kapitel: Sparsame und effiziente Energienutzung in Gebäuden und Unternehmen		
Art. 52 Gebäude 1 Die Kantone orientieren sich beim Erlass der Vorschriften nach Artikel 45 Absatz 3 EnG an den unter den Kantonen harmonisierten Anforderungen. 2 Als wesentliche Erneuerungen nach Artikel 45 Absatz 3 Buchstabe c EnG gelten insbesondere: a. die Totalsanierung des Heizungs- und des Warmwassersystems; b. energetische Sanierung von Gebäuden, die in Nahwärmenetze eingebunden sind, in denen die Abrechnung pro Gebäude erfolgt, wenn an einem oder mehreren Gebäuden die Gebäudehülle zu über 75 Prozent saniert wird.		
Art. 53 Energieverbrauch in Unternehmen 1 Wird eine Zielvereinbarung sowohl im Rahmen des Vollzugs der Vorschriften des Bundes über Zielvereinbarungen als auch im Rahmen des Vollzugs kantonaler Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern nach Artikel 46 Absatz 3 EnG verwendet, so sind die Kantone an die Vorgaben des Bundes gebunden. 2 Für die Erarbeitung des Vorschlags für eine solche Zielvereinbarung, die Prüfung dieses Vorschlags sowie für die Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung ist das BFE zuständig. 3 Es kann die Aufgaben nach Absatz 2 auf Gesuch eines Kantons auch übernehmen, wenn die Zielvereinbarung ausschliesslich für den Vollzug der kantonalen Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern nach Artikel 46 Absatz 3 EnG verwendet wird. 4 Es kann Dritte mit den Aufgaben nach Absatz 2 beauftragen.		Der VSE unterstützt es, wenn die Zielvereinbarungen des Bundes und der Kantone harmonisiert werden.
8. Kapitel: Förderung 1. Abschnitt: Massnahmen		
Art. 54 Information und Beratung 1 Der Bund kann die Kantone, Gemeinden und privaten Organisationen namentlich unterstützen: a. bei der Veröffentlichung von Dokumentationen, b. bei Medienbeiträgen; c. bei der Durchführung von Ausstellungen, Veranstaltungen und Wettbewerben;		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>d. beim Einsatz von digitalen Medien für die Information und Beratung;</p> <p>e. beim Aufbau von Beratungsangeboten;</p> <p>f. bei der Durchführung von Beratungen.</p> <p>2 Die Unterstützung dieser Tätigkeiten setzt voraus, dass sie der Energiepolitik von Bund und Kantonen entsprechen.</p>		
<p>Art. 55 Aus- und Weiterbildung</p> <p>1 Der Bund kann die Aus- und Weiterbildung von Personen, die mit Aufgaben nach dem Gesetz und dieser Verordnung betraut sind, unterstützen, namentlich durch:</p> <p>a. Beiträge an Veranstaltungen der Kantone und Gemeinden oder Organisationen;</p> <p>b. Veranstaltungen, die das BFE durchführt.</p> <p>2 Er kann in Zusammenarbeit mit den Kantonen sowie mit Verbänden und Bildungsinstitutionen die berufliche Aus- und Weiterbildung von Energiefachleuten unterstützen, namentlich durch:</p> <p>a. die Erarbeitung von Aus- und Weiterbildungsangeboten;</p> <p>b. die Bereitstellung von Lehrmitteln und Unterrichtshilfen;</p> <p>c. die Weiterbildung von Lehrkräften;</p> <p>d. die Entwicklung und den Unterhalt eines Informationssystems.</p> <p>3 Die Förderung individueller Aus- und Weiterbildung ist ausgeschlossen.</p>		
<p>Art. 56 Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte</p> <p>1 Unterstützt werden können:</p> <p>a. Pilotanlagen und -projekte, die:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. der technischen Erprobung von Energiesystemen, -methoden oder -konzepten dienen, und 2. in einem Massstab realisiert werden, der die Bestimmung wissenschaftlicher, technischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Daten erlaubt. <p>b. Demonstrationsanlagen und -projekte, die:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. dem Nachweis der Funktionstüchtigkeit im marktnahen Umfeld dienen, und 2. eine umfassende technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Beurteilung im Hinblick auf die effektive Markteinführung von innovativen Energietechnologien oder -lösungen ermöglichen. <p>2 Demonstrationsanlagen und -projekte können vom BFE als Leuchtturmprojekte anerkannt werden, wenn diese der Be-</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag		Bemerkung
<p>kanntmachung von neuen, wegweisenden Konzepten und Technologien dienen und den Energiedialog in der breiten Bevölkerung unterstützen.</p>			
<p>2. Abschnitt: Globalbeiträge</p>			
<p>Art. 57 Allgemeine Voraussetzungen</p> <p>1 Globalbeiträge können gewährt werden an kantonale Programme zur:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Information und Beratung (Art. 47 EnG); b. Aus- und Weiterbildung (Art. 48 EnG); c. Förderung der Energie- und Abwärmenutzung (Art. 50 EnG). <p>2 Globalbeiträge an solche Programme werden nur gewährt, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. das betreffende Programm auf kantonalen Rechtsgrundlagen beruht; b. der Kanton einen Kredit für das betreffende Programm bereitstellt; und c. der Kanton für das betreffende Programm nicht bereits anderweitig einen Beitrag des Bundes erhält. 			
<p>Art. 58 Globalbeiträge an kantonale Programme zur Information und Beratung sowie zur Aus- und Weiterbildung</p> <p>Im Rahmen der Förderung kantonalen Programme zur Information und Beratung (Art. 47 EnG) sowie zur Aus- und Weiterbildung (Art. 48) können Globalbeiträge insbesondere gewährt werden für:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Dokumentationen und Medienarbeit; b. Ausstellungen, Veranstaltungen und Wettbewerbe; c. Kurse und Schulungen; d. Objekt- und Prozessberatungen; e. Analysen. 			
<p>Art. 59 Globalbeiträge an kantonale Programme zur Förderung der Energie- und Abwärmenutzung</p> <p>1 Im Rahmen der Förderung kantonalen Programme zur Förderung der Energie- und Abwärmenutzung (Art. 50 EnG) dürfen bauliche Massnahmen nur über Globalbeiträge gefördert werden, wenn die entsprechenden Fördergesuche vor Baubeginn eingereicht werden.</p> <p>2 Globalbeiträge dürfen nicht eingesetzt werden für:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. öffentliche Bauten und Anlagen des Bundes und der Kantone; b. Anlagen, die fossile Energien verbrauchen. 			

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>3 Globalbeiträge können auch an Investitions- und Marketingprogramme gewährt werden, die der Erhöhung der Bekanntheit der kantonalen Programme zur Förderung von Massnahmen nach Artikel 50 des Gesetzes dienen.</p>		
<p>Art. 60 Gebäudeenergieausweis mit Beratungsbericht</p> <p>1 Die Kantone schreiben in ihren Programmen zur Förderung der Energie- und Abwärmenutzung (Art. 50 EnG) vor, dass bauliche Massnahmen an Gebäuden nur unterstützt werden, wenn ein Gebäudeenergieausweis der Kantone (GEAK) mit Beratungsbericht vorliegt.</p> <p>2 Für Gebäude und Liegenschaften, für die kein GEAK erstellt werden kann, richten sich die Anforderungen an die Erstellung des Gebäudeenergieausweises mit Beratungsbericht nach anerkannten technischen Normen.</p> <p>3 Für folgende bauliche Massnahmen an Gebäuden müssen die Kantone die Förderung nicht vom Vorliegen eines Gebäudeenergieausweises abhängig machen:</p> <ol style="list-style-type: none"> Sanierungen der Wärmedämmung, an die pro Gesuch ein Förderbeitrag von weniger als 10 000 Franken ausgerichtet wird; den Ersatz einer Heizöl-, Erdgas- oder Elektroheizung durch neue Gebäudetechnikanlagen; die Installation von thermischen Solarkollektoranlagen; die Installation von Wohnungslüftungen; Gebäudesanierungen mit fachgerechter Heizwärme- und Heizenergiebedarfsrechnung gemäss SIA-Normen; Gebäudesanierungen mit Minergie-Zertifikat; Neubauten; und Wärmenetzprojekte. 		
<p>Art. 61 Berichterstattung</p> <p>1 Die Kantone erstatten dem BFE bis zum 31. März des Folgejahres Bericht über die Durchführung der mit Globalbeiträgen geförderten Programme.</p> <p>2 Zu kantonalen Programmen zur Information und Beratung (Art. 47 EnG) sowie zur Aus- und Weiterbildung (Art. 48 EnG) hat der Bericht angemessen Auskunft zu geben über:</p> <ol style="list-style-type: none"> die Anzahl und Art der durchgeführten Massnahmen sowie die dafür eingesetzten finanziellen Mittel; die nicht verwendeten finanziellen Mittel und den allfälligen Übertrag des verbleibenden Bundesanteils auf das Folgejahr. <p>3 Zu kantonalen Programmen zur Förderung der Energie- und Abwärmenutzung (Art. 50 EnG) hat der Bericht angemess-</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>sen Auskunft zu geben über:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. die mit dem Programm erwarteten und erzielten Energieeinsparungen sowie den Anteil der erneuerbaren Energien und der Abwärme an der verbrauchten Energie; b. die mit dem Programm erwarteten und ausgelösten Investitionen unter Berücksichtigung allfälliger Mitnahmeeffekte; c. die vor Ort durchgeführten Stichproben über die korrekte Verwendung der über Globalbeiträge gesprochenen Mittel; d. den Totalbetrag der eingesetzten finanziellen Mittel, aufgeteilt nach Bundes- und Kantonsanteilen sowie nach Förderbereichen und unter Angabe der durchschnittlichen Höhe der ausbezahlten Finanzhilfen; e. die nicht verwendeten finanziellen Mittel und den allfälligen Übertrag des verbleibenden Bundesanteils auf das Folgejahr. <p>4 Das BFE bestimmt die zur Beurteilung der Wirksamkeit des kantonalen Förderprogramms notwendigen Anforderungen an die Aufbereitung der Daten.</p> <p>5 Dem BFE sind auf Verlangen die zur Beurteilung der Wirksamkeit notwendigen Unterlagen zum Bericht zur Verfügung zu stellen.</p> <p>6 Das BFE kann die Daten zu statistischen Zwecken einsetzen und sie der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) zur Verfügung stellen.</p>		
<p>Art. 62 Kontrolle</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Die Kantone kontrollieren und gewährleisten die korrekte Verwendung der Globalbeiträge. 2 Sie nehmen die Ergebnisse der Kontrolle in ihre Berichterstattung auf und bewahren die Unterlagen während 10 Jahren auf. 3 Im Bereich der Förderung von Massnahmen zur Energie- und Abwärmenutzung (Art. 50 EnG) führen sie Stichproben vor Ort durch. 4 Das BFE kontrolliert stichprobenweise: <ol style="list-style-type: none"> a. die Ausführung einzelner Massnahmen; b. die Verwendung der Globalbeiträge; c. die Finanzbuchhaltung; d. die Gesuchprüfungspraxis; und e. die Qualitätskontrolle der Kantone. 		
<p>3. Abschnitt: Finanzhilfen an Einzelprojekte</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>Art. 63 Finanzhilfen an Pilot- und Demonstrationsanlagen und -projekte sowie an Feldversuche und Analysen</p> <p>1 Finanzhilfen können an Pilot- und Demonstrationsanlagen und -projekte (Art. 49 Abs. 2 Bst. a und Abs. 3 EnG) geleistet werden, sofern:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. diese der sparsamen und effizienten Energieverwendung oder der Nutzung erneuerbarer Energien dienen; b. das Anwendungspotenzial und die Erfolgswahrscheinlichkeit genügend gross sind; c. diese der Energiepolitik des Bundes entsprechen; und d. die gewonnenen Resultate der Öffentlichkeit zugänglich sind und interessierten Kreisen bekannt gemacht werden. <p>2 Für die Unterstützung von Feldversuchen und Analysen (Art. 49 Abs. 2 Bst. b EnG) gelten diese Anforderungen sinngemäss.</p> <p>3 Das BFE legt die Höhe der Finanzhilfe auf der Grundlage der anrechenbaren Kosten fest und berücksichtigt dabei insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Art des Vorhabens; b. die Nähe zum Markt; c. die finanzielle Situation der Gesuchstellenden; sowie d. das Potenzial zur Entfaltung nationaler Ausstrahlung des Projekts. 		
<p>Art. 64 Finanzhilfen zur Energie- und Abwärmenutzung</p> <p>Finanzhilfen an Einzelprojekte zur Energie- und Abwärmenutzung (Art. 50 EnG) werden nur gewährt, wenn die Projekte:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. der Energiepolitik des Bundes und dem Stand der Technik entsprechen; b. die energiebedingte Umweltbelastung mindern oder die sparsame und effiziente Energieverwendung fördern; c. die Funktion der allenfalls genutzten Gewässer nicht wesentlich beeinträchtigen; und d. ohne Unterstützung nicht wirtschaftlich sind. 	<ul style="list-style-type: none"> b. die energiebedingte Umweltbelastung mindern oder die sparsame effiziente <u>Gesamtenergieverwendung</u> fördern; 	<p>Zu lit. b: Die Gesamtenergieverwendung impliziert Strom, Gas, Wärme und Kälte. Zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 sind alle Energieträger notwendig. Eine nur einseitige Förderung eines oder nicht aller Energieträger ist nicht zielführend.</p>
<p>4. Abschnitt: Verfahren</p>		
<p>Art. 65 Inhalt der Gesuche</p> <p>1 Die Gesuche um Globalbeiträge müssen alle Angaben und Unterlagen enthalten, die für die Überprüfung der gesetzlichen Voraussetzungen erforderlich sind, insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. eine Beschreibung des kantonalen Förderprogramms unter Angabe der einschlägigen Rechtsgrundlagen; 		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>b. die Höhe des bewilligten oder beantragten kantonalen Kredits.</p> <p>2 Die Gesuche um Finanzhilfen an Einzelprojekte müssen alle Angaben und Unterlagen enthalten, die für die Überprüfung der gesetzlichen, technischen, betrieblichen und wirtschaftlichen Voraussetzungen erforderlich sind, insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Name oder Firma der Gesuchstellerin oder des Gesuchstellers; b. Liste der Kantone und Gemeinden, auf deren Gebiet die vorgesehenen Arbeiten geplant sind; c. Beschreibung, Zielsetzung, Beginn und voraussichtliche Dauer der vorgesehenen Arbeiten; d. Kosten unter Angabe der Beiträge Dritter sowie des vom Bund erwarteten Beitrags. <p>3 Das BFE kann weitere Angaben und Unterlagen bezeichnen, die mit dem Gesuch einzureichen sind.</p>		
<p>Art. 66 Einreichung der Gesuche</p> <p>1 Die Gesuche um Globalbeiträge sind dem BFE bis zum 31. Oktober des Vorjahres einzureichen.</p> <p>2 Die Gesuche um Finanzhilfen an Einzelprojekte zur Förderung von Massnahmen nach Artikel 49 Absatz 2 und 3 EnG sind dem BFE mindestens drei Monate vor Beginn der Projektausführung einzureichen</p> <p>3 Das BFE legt in Richtlinien die weiteren Modalitäten fest.</p>		
<p>Art. 67 Auswahl mittels wettbewerblicher Verfahren</p> <p>Wird eine Massnahme gestützt auf Artikel 49 Absatz 4 EnG in einem wettbewerblichen Verfahren ausgewählt, so umfasst die Ausschreibung mindestens folgende Angaben:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die thematische Umschreibung des Gegenstands der Förderung; b. die Frist zur Gesuchseinreichung; c. die Teilnahmebedingungen; d. die Kriterien für die Beurteilung und die Auswahl. 		
<p>Art. 68 Stellungnahme der Kantone</p> <p>Das BFE unterbreitet Gesuche um Finanzhilfen an Einzelprojekte, die für die Kantone energiepolitisch oder energietechnisch von Bedeutung sind, dem betroffenen Standortkanton zur Stellungnahme.</p>		
<p>Art. 69 Entscheid</p> <p>1 Über Gesuche um Finanzhilfen an Einzelprojekte und über Gesuche um Globalbeiträge entscheidet das BFE innert</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>dreier Monate nach Eingang des Gesuchs. Ausnahmsweise kann es die Frist um maximal zwei Monate verlängern.</p> <p>2 Für die Beurteilung der Gesuche kann es Sachverständige beiziehen.</p> <p>3 Es orientiert die Kantone über den Entscheid über Finanzhilfen an Einzelprojekte, sofern dieser für den betreffenden Kanton von wesentlicher Bedeutung ist.</p> <p>4 Es erstellt eine Übersicht über die zugesicherten Beiträge und Zahlungen.</p>		
<p>9. Kapitel: Internationale Zusammenarbeit</p>		
<p>Art. 70</p> <p>1 Das UVEK ist befugt, im Rahmen der Internationalen Energie-Agentur und der Nuklearenergie-Agentur der Organisation für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung völkerrechtliche Verträge von beschränkter Tragweite im Sinne von Artikel 7a Absatz 2 des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes vom 21. März 1997 zur Zusammenarbeit in der Energieforschung abzuschliessen.</p> <p>2 Es kann diese Kompetenz dem BFE und dem Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorat übertragen.</p>		
<p>10. Kapitel: Untersuchung der Wirkungen und Datenbearbeitung</p>		
<p>Art. 71 Monitoring</p> <p>1 Im Rahmen des Monitorings beobachtet das BFE insbesondere die folgenden Themenfelder:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien; b. den Energie- und Elektrizitätsverbrauch; c. die Netzentwicklung; d. die Energieversorgungssicherheit; e. die Energiepreise und -ausgaben; f. energiebedingte Umweltauswirkungen; g. bedeutende technologische und internationale Entwicklungen im Energiebereich; h. die Auswirkungen und die Wirksamkeit der energiepolitischen Massnahmen. <p>2 Das BFE veröffentlicht die Ergebnisse der Untersuchung in der Regel einmal pro Jahr.</p> <p>3 Das BFE beschafft die für das Monitoring erforderlichen Daten, soweit sie nicht den bestehenden Bundesstatistiken entnommen werden können, von anderen Bundesbehörden, den Kantonen und Gemeinden sowie von anderen ju-</p>	<p><i>Streichen</i></p>	<p>Es ist grundsätzlich nicht ersichtlich, warum das BFE einen solchen Aufwand betreiben muss.</p> <p>Umweltauswirkungen untersucht das BAFU, die Netzentwicklung die Swissgrid, Energiepreise und -ausgaben werden durch die EICOM überprüft.</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>ristischen Personen des öffentlichen Rechts und verzichtet soweit möglich auf zusätzliche Direkterhebungen.</p>		
<p>Art. 72 Bearbeitung von Personendaten Personendaten, einschliesslich besonders schützenswerte Daten über administrative und strafrechtliche Verfolgung und Sanktionen, dürfen während zehn Jahren aufbewahrt werden.</p>	<p><i>Streichen</i></p> <p><i>Eventualiter:</i></p> <p>Art. 72 Bearbeitung von Personendaten Personendaten, einschliesslich besonders schützenswerte Daten über administrative und strafrechtliche Verfolgung und Sanktionen, dürfen <u>unter Vorbehalt kürzerer Fristen im Straf- oder Administrativrecht</u> während <u>höchstens</u> zehn Jahren aufbewahrt werden.</p>	<p>Es ist nicht ersichtlich, wie das BFE in den Besitz von straf- oder administrativrechtlichen Daten kommen soll, aber eine allfällig längere Aufbewahrungsfrist ist keinesfalls akzeptabel.</p>
<p>11. Kapitel: Vollzug</p>		
<p>Art. 73 Das BFE vollzieht diese Verordnung, soweit das Gesetz oder diese Verordnung die Zuständigkeit nicht einer anderen Stelle zuweist.</p>	<p>Art. 73 Das BFE vollzieht diese Verordnung <u>in Abstimmung mit den Kantonen</u>, soweit das Gesetz oder diese Verordnung die Zuständigkeit nicht einer anderen Stelle zuweist.</p>	<p>Es ist nicht ersichtlich, warum die Kantone nicht mehr berücksichtigt werden, zumal diese Bestimmung in der Vergangenheit keine Probleme bereitet hat und den föderalistischen Aufbau unseres Staates angemessen berücksichtigt hat.</p>
<p>12. Kapitel: Vollzugsstelle</p>		
<p>Art. 74 Budgetantrag</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Die Vollzugsstelle budgetiert die voraussichtlichen Vollzugskosten und -einnahmen für jedes Kalenderjahr. 2 Der Budgetierung liegt ein Leistungskatalog zugrunde; die Vollzugsstelle erstellt ihn nach Vorgaben des BFE. 3 Das Budget ist so zu erstellen, dass die geplante Mittelverwendung nachvollziehbar ist. Es gibt, je aufgeteilt auf die einzelnen Vollzugsbereiche und unter Angabe der Vorjahreszahlen, insbesondere Auskunft über die: <ol style="list-style-type: none"> a. Personalkosten; b. Betriebskosten, aufgeteilt nach folgenden Unterpositionen: <ol style="list-style-type: none"> 1. Kosten für temporäre Arbeitskräfte, 2. Material, 3. Fremdleistungen, 4. Aus- und Weiterbildungskosten, 5. Reisekosten und Spesenauslagen; c. Abschreibungen; d. Erträge; e. geplanten Investitionen. 		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>4 Der Budgetantrag für das folgende Kalenderjahr ist dem BFE jeweils bis zum 30. September zur Genehmigung vorzulegen.</p>		
<p>Art. 75 Genehmigung und Leistungsauftrag</p> <p>1 Das BFE prüft das Budget und gibt der Vollzugsstelle bei Bedarf die Möglichkeit zur Stellungnahme.</p> <p>2 Das Budget und der Leistungskatalog werden in einem Leistungsauftrag schriftlich festgelegt. Kommt dieser nicht bis zum 15. Dezember zustande, so legt das BFE dessen Inhalt durch Verfügung fest.</p> <p>3 Ändern sich die Umstände erheblich, so ist der Leistungsauftrag anzupassen. Absatz 2 ist sinngemäss anwendbar.</p>		
<p>Art. 76 Abrechnung der Vollzugskosten</p> <p>1 Die Vollzugsstelle legt dem BFE die Abrechnung der tatsächlichen Vollzugskosten eines Kalenderjahres jeweils bis zum 30. Juni des folgenden Kalenderjahres zur Genehmigung vor.</p> <p>2 Sind die genehmigten Vollzugskosten höher als das im Leistungsauftrag festgelegte Budget, so veranlasst das BFE, dass der Vollzugsstelle der Differenzbetrag aus dem Netzzuschlagsfonds überwiesen wird; sind sie tiefer, so legt die Vollzugsstelle den Differenzbetrag unverzüglich in den Netzzuschlagsfonds ein.</p>		
<p>Art. 77 Rechnungslegung</p> <p>1 Das Rechnungsjahr entspricht dem Kalenderjahr.</p> <p>2 Die Jahresrechnung ist nach den Vorschriften des Obligationenrechts (OR) über die kaufmännische Buchführung und Rechnungslegung und zusätzlich nach den Fachempfehlungen zur Rechnungslegung Swiss GAAP FER der Stiftung für Fachempfehlungen zur Rechnungslegung zu erstellen.</p>		
<p>Art. 78 Berichterstattung</p> <p>Die Vollzugsstelle übermittelt dem BFE die für die Finanzberichterstattung der Bundesverwaltung notwendigen Angaben jeweils bis zum 15. Dezember.</p>		
<p>13. Kapitel: Strafbestimmungen</p>		
<p>Art. 79</p> <p>Nach Artikel 70 Absatz 1 Buchstaben d und g sowie Absatz 2 EnG wird bestraft, wer:</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>a. im Rahmen der Prüfung des Vorschlags für eine Zielvereinbarung Angaben, die für die Festlegung der jährlichen Energieeffizienzziele sind, unrichtig oder unvollständig macht (Art. 41);</p> <p>b. bei der Berichterstattung über die Umsetzung der Zielvereinbarung Angaben, die für die Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung wesentlich sind, unrichtig oder unvollständig macht (Art. 42);</p> <p>c. im Gesuch um Rückerstattung des Netzzuschlags oder im Gesuch um monatliche Auszahlung Angaben, die für die Beurteilung des Anspruchs auf Rückerstattung wesentlich sind, unrichtig oder unvollständig macht (Art. 44 und Art. 49 Abs. 1).</p>		
14. Kapitel: Schlussbestimmungen		
<p>Art. 80 Übergangsbestimmung zur Stromkennzeichnung Die Bestimmungen zur Stromkennzeichnung (Art. 4) kommen erstmals für das Lieferjahr 2018 zur Anwendung. Bis dahin gelten die Bestimmungen des bisherigen Rechts.</p>	<p>Die Bestimmungen zur Stromkennzeichnung (Art. 4) kommen erstmals für das Lieferjahr 2018 2019 zur Anwendung. Bis dahin gelten die Bestimmungen des bisherigen Rechts. <u>Für mehrjährige Energielieferverträge, welche vor dem 1.1.2019 abgeschlossen wurden, gelten die Bestimmungen des bisherigen Rechts für die gesamte Vertragsdauer.</u></p>	<p>Die Vorkalkulation für das Lieferjahr 2018, 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 für das Lieferjahr 2019 möglich.</p>
<p>Art. 81 Übergangsbestimmung zur Rückerstattung des Netzzuschlags Für nicht rückerstattungsberechtigte Endverbraucherinnen und Endverbraucher nach Artikel 39 Absatz 3 erster Satz EnG, die eine Zielvereinbarung nach bisherigem Recht abgeschlossen haben, entfällt ab Inkrafttreten des EnG die Pflicht zur Einhaltung der Zielvereinbarung.</p>		
	<p><u>Art. 81a Übergangsbestimmung zu bereits erteilten Zusicherungen von Entschädigungen für Sanierungsmaßnahmen</u> <u>Bereits erteilte Zusicherungen von Entschädigungen für Sanierungsmaßnahmen nach EnV 1998 bleiben unbeschränkt gültig.</u></p>	<p>Für Projekt-Bescheide nach der EnV 1998 muss eine Bestandesgarantie bestehen.</p>
<p>Art. 82 Aufhebung eines anderen Erlasses Die Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 wird aufgehoben.</p>		
<p>Art. 83 Inkrafttreten Diese Verordnung tritt am 1. Januar 2018 in Kraft.</p>		

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>Anhang 1 Geothermie-Erkundungsbeiträge</p> <p>2 Anrechenbare Investitionskosten</p> <p>2.1 Im Rahmen der Prospektion anrechenbar sind die Investitionskosten, die unmittelbar für die wirtschaftliche und zweckmässige Ausführung notwendig sind für die:</p> <p>b. Planung, die im Rahmen von Dienstleistungsverträgen mit Dritten für die Akquisition von neuen Geodaten anfallen;</p> <p>c. Analyse und Interpretation, sofern sie von Dienstleistern erbracht werden.</p> <p>2.2 Im Rahmen der Exploration anrechenbar sind folgende Investitionskosten, die unmittelbar für die wirtschaftliche und zweckmässige Ausführung notwendig sind für die:</p> <p>g. geologische Begleitung, Datenanalyse und Interpretation, sofern sie von Dritten erbracht wurden.</p> <p>3 Verfahren für einen Prospektionsbeitrag</p> <p>3.1 Gesuch Das Gesuch muss Auskunft geben über die technischen, ökonomischen, rechtlichen, sicherheits- und umweltschutzrelevanten und organisatorischen Belange des Projekts, insbesondere über:</p> <p>c. die detaillierten Terminpläne und Kostenschätzungen mit Abweichungen von höchstens 10 Prozent;</p> <p>3.4 Vertrag Kann der Prospektionsbeitrag gewährt werden, so werden im Vertrag nach Artikel 25 Absatz 4 insbesondere folgende Punkte geregelt:</p> <p>b. die Informationspflicht der der Gesuchstellerin oder des Gesuchstellers gegenüber dem BFE namentlich bezüglich der Finanzrapporte, der Schlussabrechnungen und allfälliger Änderungen des Projekts;</p> <p>d. die unentgeltliche Übertragung der Anlage auf den Bund und die Einräumung eines Kaufrecht am Grundstück zu-</p>	<p>2 ...</p> <p>2.1 ...</p> <p>b. Planung, die im Rahmen von Dienstleistungsverträgen mit Dritten für die Akquisition von neuen Geodaten anfallen;</p> <p>c. Analyse und Interpretation, sofern sie von Dienstleistern erbracht werden.</p> <p>2.2 ...</p> <p>g. geologische Begleitung, Datenanalyse und Interpretation, sofern sie von Dritten erbracht wurden.</p> <p>3 ...</p> <p>3.1 ...</p> <p>c. die detaillierten Terminpläne und Kostenschätzungen mit Abweichungen von höchstens 20 40 Prozent;</p> <p>3.4 ...</p> <p>b. die Informationspflicht der der Gesuchstellerin oder des Gesuchstellers gegenüber dem BFE namentlich bezüglich der Finanzrapporte, der Schlussabrechnungen und allfälliger Änderungen des Projekts;</p> <p>d. <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Ziff. 2.1 lit b und c: Es ist nicht ersichtlich, wieso nur Leistungen von Dritten anrechenbar sind. Auch geologische Eigenleistungen sollten anrechenbar sein (z.B. wenn die gesuchstellende Firma einen Geologen beschäftigt).</p> <p>Zu Ziff. 2.2 lit. g: Es ist nicht ersichtlich, wieso nur Leistungen von Dritten anrechenbar sind. Auch geologische Eigenleistungen sollten anrechenbar sein (z.B. wenn die gesuchstellende Firma einen Geologen beschäftigt).</p> <p>Zu Ziff. 3.1 lit. c: Es soll eine Kostenschätzung mit einer Genauigkeit von +/- 10% erfolgen. Dies ist illusorisch. Bei Leitungsprojekten ist der Range +/- 20%. Die Risiken sind substantiell geringer. Daher muss die Zahl 20% oder höher sein.</p> <p>Zu Ziff. 3.4: Art. 25 Abs. 4 existiert nicht.</p> <p>Zu Ziff. 3.4 lit. b: Typo</p> <p>Zu Ziff. 3.4 lit. d: Es ist nicht ersichtlich, wieso die Anlagen unentgeltlich an den Bund übergehen sollte und wieso er ein Kaufrecht</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>gunsten des Bundes, wenn ein Projekt nicht weiterverfolgt und auch nicht anderweitig genutzt wird;</p>		<p>am Grundstück erhalten sollte, falls das Projekt nicht weiterverfolgt wird und nicht anderweitig genutzt wird</p>
<p>3.5 Projektdurchführung und Projektabschluss c. Werden die Fristen nach Ziffer 3.4 Buchstabe a nicht eingehalten, so kann die verfahrensführende Behörde den Vertrag auflösen.</p>	<p>3.5 ... c. Werden die Fristen nach Ziffer 3.4 Buchstabe a nicht eingehalten, so kann die verfahrensführende Behörde den Vertrag auflösen, <u>sofern keine Begründung für die Nicht-Einhaltung geliefert wird.</u></p>	<p>Zu Ziff. 3.5 lit. c: Es können triftige Gründe existieren, wieso Fristen nicht eingehalten werden. Es ist nicht angemessen, dass in einem solchen Falle gleich eine Vertragsauflösung möglich ist.</p>
<p>4 Verfahren für einen Explorationsbeitrag 4.1 Ein Gesuch für einen Explorationsbeitrag kann nur einreichen, wer vorgängig eine Prospektion durchgeführt hat und wenn: a. ein Prospektionsbericht bezüglich der Wahrscheinlichkeit eines vermuteten geothermischen Reservoirs vorliegt; und</p>	<p>4 ... 4.1 Ein Gesuch für einen Explorationsbeitrag kann nur einreichen, wer vorgängig eine Prospektion durchgeführt hat und wenn: a. <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Ziff. 4.1 lit. a: Es sollten auch Explorationsbeitragsgesuche eingereicht werden können, wenn Prospektionsergebnisse (z.B. Seismikdaten) von Dritten eingekauft werden und darauf basierend eine Exploration umgesetzt wird oder wenn bereits Prospektionsergebnisse aus der Vergangenheit vorhanden sind sowie neu beurteilt und bewertet werden.</p>
<p>4.2 Gesuch Die Gesuchstellerin oder der Gesuchsteller muss Auskunft geben über die technischen, ökonomischen, rechtlichen, sicherheits- und umweltschutzrelevanten und organisatorischen Belange des Projekts, insbesondere über: c. die detaillierten Terminpläne und Kostenschätzungen mit einer Schärfe von minus 10 Prozent bis plus 10 Prozent der erwarteten Kostengenauigkeit;</p>	<p>4.2 ... c. die detaillierten Terminpläne und Kostenschätzungen mit einer Schärfe von minus 10 <u>20</u> Prozent bis plus 10 <u>20</u> Prozent der erwarteten Kostengenauigkeit;</p>	<p>Zu Ziff. 4.2 lit. c: Es soll eine Kostenschätzung mit einer Genauigkeit von +/- 10% erfolgen. Dies ist illusorisch. Bei Leitungsprojekten ist der Range +/- 20%. Die Risiken sind substantiell geringer. Daher muss die Zahl 20% oder höher sein.</p>
<p>4.4 Vertrag Kann der Explorationsbeitrag gewährt werden, so werden im Vertrag nach Artikel 26 Absatz 4 insbesondere folgende Punkte geregelt: d. die unentgeltliche Übertragung der Anlage auf den Bund und die Einräumung eines Kaufrecht am Grundstück zugunsten des Bundes, wenn ein Projekt nicht weiterverfolgt und auch nicht anderweitig genutzt wird.</p>	<p>4.4 ... d. <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Ziff. 4.4 lit. d: Es ist nicht ersichtlich, wieso die Anlagen unentgeltlich an den Bund übergehen sollte und wieso er ein Kaufrecht am Grundstück erhalten sollte, falls das Projekt nicht weiterverfolgt wird und nicht anderweitig genutzt wird.</p>
<p>5 Geodaten 5.3 Swisstopo stellt die primären und die primären prozessierten Geodaten innert 12 Monaten nach Abschluss der Prospektion oder der Exploration der Öffentlichkeit zur Verfügung.</p>	<p>5 ... 5.3 Swisstopo stellt die primären und die primären prozessierten Geodaten innert 12 Monaten <u>3 Jahren</u> nach Abschluss der Prospektion oder der Exploration der Öffentlichkeit zur Verfügung.</p>	<p>Zu Ziff. 5.3: Geodaten aus einer Prospektion oder Exploration sollten definitiv länger als ein Jahr geschützt bleiben. Angemessen erscheint eine Frist von 3-5 Jahren.</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>Anhang 2 Geothermie-Garantien</p> <p>2 Anrechenbare Investitionskosten 2.1 Anrechenbar sind die Investitionskosten, die unmittelbar für die wirtschaftliche und zweckmässige Ausführung notwendig sind für die: i. geologische Begleitung, Datenanalyse und Interpretation, sofern sie von Dritten erbracht wurden.</p> <p>3 Verfahren 3.3 Vertrag Kann die Geothermie-Garantie gewährt werden, so werden im Vertrag nach Artikel 26 Absatz 4 insbesondere folgende Punkte geregelt: e. die unentgeltliche Übertragung der Anlage auf den Bund und die Einräumung eines Kaufrecht am Grundstück zugunsten des Bundes, wenn ein Projekt nicht weiterverfolgt und auch nicht anderweitig genutzt wird;</p>	<p>2 ... 2.1 ... i. geologische Begleitung, Datenanalyse und Interpretation, sofern sie von Dritten erbracht wurden.</p> <p>3 ... 3.3 ... e. <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Ziff. 2.1 lit. i: Es ist nicht ersichtlich, wieso nur Leistungen von Dritten anrechenbar sind. Auch geologische Eigenleistungen sollten anrechenbar sein (z.B. wenn die gesuchstellende Firma einen Geologen beschäftigt).</p> <p>Zu Ziff. 3.3 lit. e: Es ist nicht ersichtlich, wieso die Anlagen unentgeltlich an den Bund übergehen sollte und wieso er ein Kaufrecht am Grundstück erhalten sollte, falls das Projekt nicht weiterverfolgt wird und nicht anderweitig genutzt wird.</p>
<p>Anhang 3 Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen</p> <p>3 Anrechenbare Kosten 3.1 Anrechenbar sind nur Kosten, die tatsächlich entstanden sind und unmittelbar für die wirtschaftliche und zweckmässige Ausführung der Massnahmen nach den Artikeln 39a und 43a GSchG sowie Artikel 10 BGF erforderlich sind. Dazu gehören insbesondere die Kosten für: a. Planung und Erstellung von Pilotanlagen; c. Planung und Ausführung der Massnahmen; insbesondere die Erstellung der notwendigen Anlagen; d. Durchführung der Erfolgskontrolle;</p>	<p>3 ... 3.1 ... a. Planung, <u>Projektierung</u> und Erstellung von Pilotanlagen; c. Planung, <u>Projektierung</u> und Ausführung der Massnahmen; insbesondere die Erstellung der notwendigen Anlagen, <u>inkl. Baunebenkosten</u>; d. Durchführung der Erfolgskontrolle (<u>Umsetzungskontrolle und Wirkungskontrolle</u>);</p>	<p>Zu Ziff. 3.1 lit. a: Präzisierung nötig.</p> <p>Zu Ziff. 3.1 lit. c: Präzisierung nötig. Baunebenkosten müssen auch bezahlt werden, da alle Kosten übernommen werden müssen, analog zu Vollzugshilfe BAFU, Ökologische Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen, Finanzierung der Massnahmen.</p> <p>Zu Ziff. 3.1 lit. d: Präzisierung, dass der Begriff Erfolgskontrolle die Umsetzungskontrolle und Wirkungskontrolle der Massnahmen umfasst. Gemäss mündlicher Auskunft versteht das BFE unter Erfolgskontrolle i) Umsetzungskontrolle (sind Massnahmen richtig umge-</p>

Energieverordnung EnV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>3.2 Nicht anrechenbar sind insbesondere:</p> <p>a. Steuern;</p> <p>b. Kosten für den Unterhalt von Anlagen;</p>	<p><u>f. Betriebsverlust, welcher aufgrund der Sanierungen entsteht;</u></p> <p><u>g. Unterhalt, der durch die Sanierung verursacht wird.</u></p> <p>3.2 ...</p> <p>a. <u>Gewinn- und Kapital-Steuer Steuern;</u></p> <p>b. <i>Streichen</i></p>	<p>setzt?) und ii) Wirkungskontrolle (wirken die Massnahmen?). Die Erfolgskontrolle wird bezahlt.</p> <p>Zu Ziff. 3.1 lit. f: Der aufgrund der Sanierungen entstehende Betriebsverlust muss auch entschädigt werden.</p> <p>Zu Ziff. 3.1 lit. g: Gemäss Art. 34 EnG sollen die vollständigen Kosten übernommen werden. Entsprechend sind auch die Kosten für den Unterhalt der Massnahme (wie Fischpassage) zu übernehmen, die von der Sanierung verursacht werden.</p> <p>Zu Ziff. 3.2 lit. a: Muss präzisiert werden analog zu Vollzugshilfe BAFU, Ökologische Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen, Finanzierung der Massnahmen.</p> <p>Zu Ziff. 3.2 lit. b: Ersatzlos zu streichen, da anrechenbare Kosten (vgl. oben zu neuer Ziff. 3.1g)</p>
<p>Anhang 4 Grossforschungsanlagen, für welche die Rückerstattung des Netzzuschlags beantragt werden kann</p>		
<p>Anhang 5 Berechnung der Bruttowertschöpfung</p>		
<p>Anhang 6 Berechnung der Rückerstattungsbeträge</p>		

Entwurf Energieförderungsverordnung EnFV

27.4.2017

Generelle Kommentare zu den Investitionsbeiträgen und der befristeten Marktprämie für Wasserkraft

- Es ist keine Unterscheidung zwischen Neuanlagen, erheblichen Erweiterungen und erheblichen Erneuerungen vorzunehmen.
- Die Net Present Value Berechnung zur Ermittlung der nicht-amortisierbaren Kosten ist zu verbessern.
- Die Formulierungen zur Berechtigung sowie zur Abgrenzung zur Grundversorgung sind nach zu vereinfachen,

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen</p>		
<p>Art. 1 Gegenstand Diese Verordnung regelt die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, die aus dem Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG finanziert wird.</p>		
<p>Art. 2 Begriffe In dieser Verordnung bedeuten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. <i>Hybridanlage</i>: Anlage, die mehrere erneuerbare Energieträger zur Elektrizitätsproduktion nutzt; b. <i>Biomasse</i>: sämtliches durch Fotosynthese direkt oder indirekt erzeugtes organisches Material, das nicht über geologische Prozesse verändert wurde; dazu gehören auch sämtliche Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus der Biomasse stammt; c. <i>biogenes Gas</i>: aus Biomasse hergestelltes Gas; d. <i>Nettoproduktion</i>: Elektrizitätsmenge nach Artikel 12 Absatz 2 der Energieverordnung vom ...2 (EnV); e. <i>Abwärme</i>: nach dem Stand der Technik nicht vermeidbare Wärmeverluste, die aus Energieumwandlungsprozessen oder aus chemischen Prozessen, wie beispielsweise in Kehrlichtverbrennungsanlagen, entstehen, ausgenommen Heizwärme aus Anlagen, welche die gekoppelte Produktion von elektrischer und thermischer Energie 		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>als primäre und gleichrangige Ziele haben; f. <i>Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)</i>: gleichzeitige Bereitstellung von Kraft und Wärme aus dem Umwandlungsprozess von Brennstoff in Gasturbinen, Dampfturbinen, Verbrennungsmotoren, anderen thermischen Anlagen und Brennstoffzellen.</p>		
<p>Art. 3 Neuanlagen 1 Als Neuanlagen gelten: a. bei Wasserkraftanlagen: Anlagen, die ein hydraulisches Potenzial erstmals nutzen; b. bei den übrigen Technologien: Anlagen, die erstmals an einem Standort erstellt werden. 2 Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt. 3 Den Entscheid darüber, ob eine Neuanlage vorliegt oder nicht, trifft die Vollzugsstelle in Absprache mit dem Bundesamt für Energie (BFE).</p>		
<p>Art. 4 Anlagenleistung Die Leistung einer Anlage bestimmt sich nach Artikel 14 EnV.</p>		
<p>Art. 5 Meldepflicht bei Änderung der berechtigten Person Ändert sich nach Gesuchseinreichung die berechnigte Person, so ist dies von der bisher berechtigten Person umgehend der Behörde zu melden, die für die Beurteilung des Gesuchs zuständig ist. Ohne Meldung wird die Vergütung, der Investitionsbeitrag oder die Marktprämie an die bisher berechnigte Person ausbezahlt.</p>		
<p>Art. 6 Betriebsdaten 1 Der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einspeisevergütung nach geltendem Recht oder einem früheren Recht oder eine Mehrkostenfinanzierung nach einem früheren Recht erhält, hat, auf Verlangen, dem BFE und der Vollzugsstelle Einsicht in die Betriebsdaten der Anlage zu gewähren. 2 Der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einmalvergütung oder einen Investitionsbeitrag erhalten hat, hat dem BFE auf Verlangen Einsicht in die Betriebsdaten der Anlage zu gewähren. Bei Photovoltaikanlagen hat er zusätzlich der Vollzugsstelle Einsicht in diese Daten zu gewähren, wenn diese es verlangt.</p>	<p>1 Der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einspeisevergütung nach geltendem Recht oder einem früheren Recht oder eine Mehrkostenfinanzierung nach einem früheren Recht erhält, hat, auf Verlangen <u>dem Netzbetreiber</u>, dem BFE und der Vollzugsstelle Einsicht in die Betriebsdaten der Anlage zu gewähren. 2 Der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einmalvergütung oder einen Investitionsbeitrag erhalten hat, hat dem BFE <u>und dem Netzbetreiber</u> auf Verlangen Einsicht in die Betriebsdaten der Anlage zu gewähren. Bei Photovoltaikanlagen hat er zusätzlich der Vollzugsstelle Einsicht in diese Daten zu gewähren, wenn diese es verlangt.</p>	<p>Zu Abs. 1: Dem Netzbetreiber soll ebenfalls Einsicht in die Betriebsdaten gewährleistet werden. Dieser Einblick ist insbesondere bei der Beseitigung von technischen Schwierigkeiten zentral.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>Art. 7 Kategorien von Photovoltaikanlagen</p> <p>1 Die Photovoltaikanlagen werden in folgende Kategorien unterteilt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. integrierte Anlagen; b. angebaute oder freistehende Anlagen. <p>2 Integrierte Anlagen sind Anlagen, die in Bauten integriert sind und neben der Elektrizitätsproduktion zusätzlich dem Wetterschutz, dem Wärmeschutz oder der Absturzsicherung dienen.</p>		
<p>Art. 8 Grosse und kleine Photovoltaikanlagen</p> <p>1 Als grosse Photovoltaikanlagen gelten Anlagen mit einer Leistung ab 100 kW.</p> <p>2 Als kleine Photovoltaikanlagen gelten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW; b. Anlagen, die um weniger als 100 kW Leistung erweitert oder erneuert werden, auch wenn deren Gesamtleistung nach der Erweiterung oder Erneuerung 100 kW oder mehr beträgt. <p>3 Verzichtet der Betreiber einer Anlage nach Absatz 1 auf die Vergütung des Leistungsbeitrags für die Leistung ab 100 kW, so gilt die Anlage ebenfalls als kleine Anlage.</p>		
<p>Art. 9 Wahlrecht bei Photovoltaikanlagen</p> <p>1 Betreiber von grossen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung bis 50 MW können wählen, ob sie eine Einspeisevergütung oder eine Einmalvergütung beantragen wollen.</p> <p>2 Sie üben dieses Wahlrecht mit Einreichung des Gesuchs für die eine oder andere Art der Förderung endgültig aus. Vorbehalten bleibt ein Gesuch um Einmalvergütung für kleine Anlagen nach Inbetriebnahme der Anlage (Art. 45).</p>	<p>1 Betreiber von grossen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung bis 50 MW können wählen, ob sie eine Einspeisevergütung oder eine Einmalvergütung beantragen wollen.</p>	<p>Zu Abs. 1: Mit der Obergrenze von 50 MW sollen alle in der Schweiz denkbaren PV-Anlagen von der EIV profitieren können (vgl. Erläuternder Bericht EnFV, S. 7). Somit kann diese Grenze auch gänzlich aufgehoben werden, für den Fall, dass noch grössere Anlagen möglich sind.</p>
<p>Art. 10 Ausnahmen von der Untergrenze bei Wasserkraftanlagen</p> <p>Nebst den Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, sind folgende Wasserkraftanlagen von der Untergrenze nach den Artikeln 19 Absatz 4 Buchstabe a und 24 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer 2 EnG ausgenommen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Dotierkraftwerke; b. Anlagen an künstlich geschaffenen Hochwasserentlastungskanälen, Industriekanälen und bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen, sofern keine neuen Eingriffe in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer bewirkt werden; 		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>c. Nebennutzungsanlagen wie Wasserwasserkraftanlagen, Kraftwerke im Zusammenhang mit Beschneigungsanlagen oder der Nutzung von Tunnelwasser;</p> <p>d. Anlagen, die im Zusammenhang mit anderweitigen Gewässereingriffen wie Renaturierungen und Hochwasserschutzmassnahmen erstellt werden, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand eine gesamthaft verbesserte Gewässerökologie erreicht wird.</p>	<p><u>e. Anlagen, die innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen und kein zusätzliches Wasser entnehmen.</u></p>	<p>Zu lit. e: In Artikel 19 Abs. 5 EnG ist erwähnt, dass der Bundesrat Ausnahmen vorsehen kann, sofern sie innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen.</p>
<p>Art. 11 Eigenverbrauch Für den Eigenverbrauch und den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch gelten die Bestimmungen des 4. Kapitels 2. Abschnitt der EnV.</p>		
<p>2. Kapitel: Einspeisevergütungssystem 1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen</p>		
<p>Art. 12 Allgemeine Anforderungen Die Anschlussbedingungen nach Artikel 11 EnV5 sowie die Bestimmung der zu vergütenden Elektrizitätsmenge nach Artikel 12 EnV gelten sinngemäss auch für Betreiber von Anlagen im Einspeisevergütungssystem.</p>		
<p>Art. 13 Herkunftsnachweis und ökologischer Mehrwert 1 Betreiber von Anlagen im Einspeisevergütungssystem haben der Vollzugsstelle die erfassten Herkunftsnachweise zu übertragen. 2 Der ökologische Mehrwert ist mit der definitiven Teilnahme am Einspeisevergütungssystem (Art. 25) abgegolten.</p>		
<p>Art. 14 Teilnahme von Photovoltaikanlagen Am Einspeisevergütungssystem können nur grosse Photovoltaikanlagen teilnehmen.</p>		
<p>2. Abschnitt: Direktvermarktung und Einspeisung zum Referenz-Marktpreis</p>		
<p>Art. 15 Direktvermarktung 1 Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausge-</p>		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>nommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW.</p> <p>2 Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, müssen in die Direktvermarktung wechseln.</p> <p>3 Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist ausgeschlossen.</p>		
<p>Art. 16 Referenz-Marktpreis</p> <p>1 Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaikanlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Photovoltaikanlagen.</p> <p>2 Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus den übrigen Technologien entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden.</p> <p>3 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise vierteljährlich.</p>	<p>1 Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaikanlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Vierteljahr <u>Monat</u> jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Photovoltaikanlagen <u>jeweiligen Technologie</u>.</p> <p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Der Referenz-Marktpreis für die übrigen Technologien sollte auch die tatsächliche viertelstündliche Erzeugung der Anlagen berücksichtigen. Im Gegensatz zu PV-Anlagen ist die Erzeugung z.B. von Kleinwasserkraftwerken zwar über den Tag gesehen nahezu konstant, jedoch variiert die Erzeugung saisonal stark. Diesem Effekt muss Rechnung getragen werden.</p>
<p>Art. 17 Vergütungssätze und deren Anpassung</p> <p>1 Die Vergütungssätze je Erzeugungstechnologie, Kategorie und Leistungsklasse sind in den Anhängen 1.1–1.5 festgelegt.</p> <p>2 Der Vergütungssatz für Hybridanlagen berechnet sich nach den Vergütungssätzen der eingesetzten Energieträger, gewichtet nach deren anteilmässigen Energieinhalten. Zur Bestimmung der äquivalenten Leistungen wird die gesamte Produktion verwendet.</p> <p>3 Die Vergütungssätze werden regelmässig überprüft und bei einer wesentlichen Veränderung der Verhältnisse angepasst.</p>		
<p>Art. 18 Vergütungsdauer und Mindestanforderungen</p> <p>1 Die Vergütungsdauer und die Mindestanforderungen sind in den Anhängen 1.1–1.5 festgelegt.</p> <p>2 Die Vergütungsdauer beginnt mit der tatsächlichen Inbetriebnahme der Anlage und kann nicht unterbrochen wer-</p>		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
den. Sie beginnt auch dann zu laufen, wenn der Betreiber für die Anlage noch keine Vergütung erhält.		
3. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste		
Art. 19 Reihenfolge der Berücksichtigung 1 Massgebend für die Berücksichtigung eines Gesuchs um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist das Einreichdatum. 2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit der grössten Leistung zuerst berücksichtigt.		
Art. 20 Warteliste 1 Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aller Gesuche aus, so werden die Projekte in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, sie erfüllen die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht. 2 Die Vollzugsstelle teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wird. 3 Sie führt je eine Warteliste für Photovoltaikanlagen und für die übrigen Erzeugungstechnologien.		
Art. 21 Abbau der Warteliste 1 Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so legt das BFE Kontingente fest, in deren Umfang Anlagen auf den Wartelisten berücksichtigt werden können. <i>Absatz 2 Variante A:</i> 2 Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden jeweils entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs in folgender Reihenfolge berücksichtigt: a. Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen wurden; b. Anlagen, die ab dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen wurden; c. die übrigen Projekte.	Abs. 2: Variante A	Bemerkung bzgl. Abbau der Wartelisten (EnFV Art. 21, Art. 44, Art. 54, Art. 78) Der Entwurf zur EnFV sieht die Verwendung des Einreichdatums des Gesuchs um Einspeisevergütung, Einmalvergütung und Investitionsbeiträge als Kriterium zum Abbau der Wartelisten vor. Dies ist volkswirtschaftlich nicht effizient. Es ist zu prüfen, ob für Anlagen, die nach Inkrafttreten der ES 2050 ein Gesuch stellen, ein Abbau der Warteliste gemäss der Anlageleistung und der Notwendigkeit zu Netzverstärkungen umsetzbar ist. Zu Abs. 2: Der VSE spricht sich für die 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.

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p><i>Absatz 2 Variante B:</i></p> <p>2 Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs berücksichtigt.</p> <p>3 Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:</p> <p>a. Anlagen, für die die Inbetriebnahmemeldung oder die Projektfortschrittmeldung beziehungsweise, bei Kleinwasserkraft- und Windenergieanlagen, die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde: entsprechend dem Einreichdatum dieser Meldung,</p> <p>b. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs.</p>	<p>3 Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:</p> <p>a. Anlagen, für die die Inbetriebnahmemeldung oder die Projektfortschrittmeldung beziehungsweise, bei Kleinwasserkraft- und Windenergieanlagen, die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde: entsprechend dem Einreichdatum <u>des Gesuchs dieser Meldung</u>.</p>	<p>Zu Abs. 3: Die Anlagen auf der Warteliste sollten wie unter b. entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs und nicht der Meldung berücksichtigt werden. Erfolgt die Berücksichtigung gemäss dem Meldedatum der Projektfortschrittmeldung, werden kleine Projekte, welche einfacher und schneller eine Bewilligung erhalten, bevorteilt. Diese Projekte benötigen in der Regel eine höhere Einspeisevergütung. Es entspricht nicht dem neuen Energiegesetz, kleinere und ineffizientere Anlagen gegenüber grösseren Anlagen zu bevorzugen.</p>
<p>4. Abschnitt: Gesuchsverfahren</p>		
<p>Art. 22 Gesuch</p> <p>1 Das Gesuch um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist bei der Vollzugsstelle einzureichen.</p> <p>2 Es hat sämtliche Angaben und Unterlagen nach den Anhängen 1.1–1.5 zu enthalten.</p>		
<p>Art. 23 Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>1 Sind die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllt und stehen genügend Mittel zur Verfügung, so verfügt die Vollzugsstelle dem Grundsatz nach die Teilnahme der Anlage am Einspeisevergütungssystem.</p> <p>2 Diese Verfügung hat für die für das Projekt erforderlichen Bewilligungs- und Konzessionierungsverfahren keine präjudizielle Wirkung.</p>		
<p>Art. 24 Projektfortschritte, Inbetriebnahme und Meldepflichten</p> <p>1 Die gesuchstellende Person muss nach Erhalt der Verfügung nach Artikel 23 fristgerecht Projektfortschritte erzielen sowie die Anlage in Betrieb nehmen.</p> <p>2 Die Projektfortschritte und die Inbetriebnahme sowie die je dafür geltenden Fristen sind in den Anhängen 1.1–1.5 festgelegt.</p> <p>3 Kann die gesuchstellende Person die Fristen für die Projektfortschritte und die Inbetriebnahme aus Gründen, für die sie nicht einzustehen hat, nicht einhalten, so kann die Voll-</p>		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>zugsstelle diese auf Gesuch hin verlängern. Das Gesuch ist vor Ablauf der jeweiligen Frist schriftlich einzureichen.</p> <p>4 Die gesuchstellende Person hat die erreichten Projektfortschritte jeweils innert zwei Wochen schriftlich zu melden.</p> <p>5 Sie muss die vollständige Inbetriebnahmemeldung spätestens einen Monat nach der Inbetriebnahme einreichen. Hält sie diese Frist nicht ein, so hat sie bis zum Nachreichen der Meldung nur Anspruch auf Vergütung des Referenz-Marktpreises.</p>	<p>4 Die gesuchstellende Person hat die erreichten Projektfortschritte jeweils innert <u>zwei vier</u> Wochen schriftlich zu melden.</p>	<p>Zu Abs. 4: Die Frist ist auf 4 Wochen zu verlängern, da Inhalt und Umfang von Dokumenten zu Projektfortschritten sehr umfangreich ausfallen können.</p>
<p>Art. 25 Definitive Teilnahme am Einspeisevergütungssystem</p> <p>1 Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme die Anspruchsvoraussetzungen, so verfügt die Vollzugsstelle namentlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Eintritt ins Einspeisevergütungssystem; b. ob die Anlage in der Direktvermarktung ist oder mit dem Referenz-Marktpreis vergütet wird; und c. die Höhe des Vergütungssatzes. <p>2 Die Vollzugsstelle weist das Gesuch um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ab, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt sind; b. die gesuchstellende Person die Fristen für die Projektfortschritte oder die Inbetriebnahme nicht einhält; c. der Standort der Anlage gegenüber dem Antrag erheblich abweicht. <p>3 Hat eine gesuchstellende Person ihre Anlage, für die Mittel zur Verfügung stehen, in Betrieb genommen, bevor ihr die Teilnahme am Einspeisevergütungssystem dem Grundsatz nach zugesichert wurde, so erlässt die Vollzugsstelle direkt eine Verfügung nach Absatz 1, wenn die betreffende Person die vollständige Inbetriebnahmemeldung eingereicht hat.</p>		
<p>Art. 26 Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem</p> <p>1 Ein Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem ist unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von drei Monaten auf ein Quartalsende jederzeit möglich.</p> <p>2 Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist ausgeschlossen.</p>		
<p>Art. 27 Auszahlung der Vergütung</p> <p>1 Die Vollzugsstelle zahlt vierteljährlich aus:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Betreibern von Anlagen in der Direktvermarktung: die 		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>Einspeiseprämie; b. Betreibern, die die Elektrizität zum Referenz-Marktpreis einspeisen: die Einspeiseprämie und den Referenz-Marktpreis.</p> <p>2 Stehen für die Zahlungen nach Absatz 1 nicht genügend Mittel zur Verfügung, so nimmt sie die Auszahlungen im laufenden Jahr anteilmässig vor. Den Differenzbetrag bezahlt sie im folgenden Jahr aus.</p> <p>3 Die Vollzugsstelle fordert vom Betreiber im Verhältnis zur effektiven Produktion zu viel ausbezahlte Beträge ohne Zins zurück. Sie kann sie auch in der folgenden Zahlungsperiode verrechnen.</p> <p>4 Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so stellt die Vollzugsstelle den Betreibern den übersteigenden Teil vierteljährlich in Rechnung.</p> <p>5 Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.</p>	<p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Abs. 2: Die Liquiditätsplanung ist Aufgabe der Vollzugsstelle und hat den Anlagenbetreiber nicht zu tangieren. Dieser ist auf eine zuverlässig erfolgende Vergütung angewiesen. Eine verspätete Auszahlung verbessert im Übrigen die Jahresrechnung der Vollzugsstelle nicht.</p> <p>Weiter ist unklar, wie die Reihenfolge der Auszahlung im nächsten Jahr erfolgen sollte: Wird zuerst der Differenzbetrag ausgeschüttet oder die normale Vergütung?</p>
<p>Art. 28 Verweigerung der Vergütung</p> <p>1 Reicht der Betreiber die benötigten Informationen nicht fristgerecht ein, so entfällt der Anspruch auf Vergütung, bis diese Informationen vorliegen.</p> <p>2 Hält der Betreiber die rechtlichen Vorgaben nicht ein, so entfällt der Anspruch auf Vergütung ebenfalls bis er diese Vorgaben wieder einhält.</p>		
	<p>Art. 29, 30, 31: Beibehaltung BG EE</p> <p>Die Bilanzgruppe Erneuerbare Energien ist mit einigen Modifikationen beizubehalten (vgl. Art. 24, 24a, 24b und 25 StromVV).</p>	<p>Zu Artikel 29, 30 und 31</p> <p>Die angedachte Lösung, dass der Netzbetreiber verpflichtet ist, Elektrizität aus Anlagen, denen bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht zusteht, abzunehmen und zum Referenz-Marktpreis zu vergüten, ist aus folgenden Gründen nicht tragbar:</p>
<p>Art. 29 Bewirtschaftungsentgelt für die Abnahme von Elektrizität</p> <p>1 Die Bilanzgruppe, die Elektrizität aus Anlagen abnimmt, deren Betreiber die Elektrizität direkt am Markt verkaufen, erhält von der Vollzugsstelle pro kWh vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt in der Höhe von: a. 0,55 Rappen bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;</p>		<p>Abnahmepflicht vs. Absatzrisiko.</p> <p>Das Grundkonzept der Abnahme- und Vergütungspflicht stammt aus der Zeit vor der Marktöffnung. Inzwischen wurde der Strommarkt teilliberalisiert und soll gemäss StromVG in einem zweiten Schritt vollständig geöffnet werden. Dadurch verfügt ein Netzbetreiber nicht mehr bzw. nur beschränkt über einen festen Kundentamm, sondern muss seine Kunden im Wettbewerb gewinnen.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>b. 0,28 Rappen bei Wasserkraftanlagen; c. 0,22 Rappen bei Biomasseanlagen.</p> <p>2 Die Bilanzgruppe, die Elektrizität aus Anlagen abnimmt, deren Betreiber Elektrizität zum Referenz-Marktpreis einspeisen und über eine Lastgangmessung oder über ein intelligentes Messsystem verfügen, erhält von der Vollzugsstelle pro kWh vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt in der Höhe von :</p> <p>a. 0,38 Rappen bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen; b. 0,2 Rappen bei Wasserkraftanlagen; c. 0,15 Rappen bei Biomasseanlagen.</p>	<p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Damit ist nicht mehr ohne weiteres gesichert, dass ein Netzbetreiber den Strom, den er abzunehmen verpflichtet ist, an Endkunden weiterverkaufen kann. Es ist nicht ersichtlich, wieso die Abnahmepflicht nun noch erweitert werden soll.</p> <p>Nicht kostendeckender Absatz der Elektrizität. Für den Netzbetreiber entsteht durch diese Abnahmepflicht eine neue Risikoposition. Der Netzbetreiber muss der Vollzugsstelle den Referenz-Marktpreis für diese abgenommene Energie vergüten. D.h. er hat hier eine fixe Ausgabeposition. Auf der Einnahmeseite ist aber unklar, ob er die abgenommene Energie auch zu diesem Referenz-Marktpreis verkaufen kann. Da der Referenzmarktpreis als ein Durchschnittspreis über ein Vierteljahr berechnet wird, kann der Verkaufspreis des Netzbetreibers auch tiefer sein als der Referenz-Marktpreis. Zudem verursachen gerade PV-Anlagen als stochastische Produktion grosse Ausgleichsenergiemengen. Je nach Menge der eingespeisten Energie wird ein kleiner Netzbetreiber dadurch stark belastet. Die finanziellen Ausgleichsenergieverluste muss der Netzbetreiber zusätzlich decken können. Gemäss dem Bundesgerichtsentscheid (Urteil 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016) kann der Netzbetreiber die entstehenden Kosten aus dieser Abnahmepflicht nur anteilmässig den Kunden in der Grundversorgung überwälzen. Auch wenn eine vollständige Belastung der Kunden in der Grundversorgung möglich wäre, stellt sich die Frage, wie mit Netzbetreibern umgegangen wird, die keine oder zu wenige Kunden in der Grundversorgung haben. Zudem ist diese Lösung bei einer vollständigen Marktöffnung nicht mehr handhabbar.</p>
<p>Art. 30 Entrichtung des Referenz-Marktpreises Für die Elektrizität aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, haben der Vollzugsstelle den Referenz-Marktpreis zu entrichten:</p> <p>a. die jeweilige Bilanzgruppe: bei Anlagen, die eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem haben; b. der jeweilige Netzbetreiber: bei Anlagen, die nicht lastganggemessen sind und über kein intelligentes Messsystem verfügen.</p>	<p><i>Streichen</i></p>	<p>Netzbetreiber ist long Viele Netzbetreiber in der Schweiz verfügen über Eigenproduktion. Diese Eigenproduktion reicht z.T. aus, damit der Netzbetreiber seine Endkunden vollständig selber versorgen kann. D.h. diese Netzbetreiber sind long. Die verpflichtende Abnahme der Elektrizität aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, kann zu einer Überversorgung des Netzbetreibers führen. Das bedeutet, er hat mehr Strom zur Verfügung, als er seinen Endkunden verkaufen kann. Folglich muss er diese Überproduktion am Markt absetzen. Ob er für diese Überproduktion den Referenzmarktpreis bzw. die Gestehungskosten seiner Eigenproduktion erhält, ist fraglich.</p>
<p>Art. 31 Bilanzgruppe und Netzbetreiber</p> <p>1 Trifft ein Betreiber, der zum Referenz-Marktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einer Bilanzgruppe, so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.</p> <p>2 Die Bilanzgruppen melden der Vollzugsstelle die ihr zugeordneten Netzbetreiber. Wechselt ein Netzbetreiber die Bilanzgruppe, so hat die neue Bilanzgruppe dies der Vollzugsstelle unverzüglich schriftlich mitzuteilen.</p> <p>3 Betreiber, die ihre Elektrizität direkt am Markt verkaufen (Art. 21 EnG), melden der Vollzugsstelle, welcher Bilanzgruppe ihre Anlage zugeordnet ist. Wechselt ein Betreiber die Bilanzgruppe, so hat er dies der Vollzugsstelle einen Monat im Voraus schriftlich mitzuteilen.</p>	<p>1 <i>Streichen</i></p> <p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Ungleichbehandlung von EVU Netzbetreiber bzw. deren Bilanzgruppen werden ungleich belastet, in Abhängigkeit der Anzahl Anlagen mit Referenz-Marktpreis</p>

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
		<p>in ihrem Netzgebiet. EVU ohne Netzgebiet bzw. entsprechende Bilanzgruppen sind von diesen Aufgaben ausgenommen. Für diese Ungleichbehandlung besteht kein sachlicher Grund. Es entstehen Marktverzerrungen, potentielle, insbesondere ausländische EVU werden gegenüber den traditionellen Netzbetreibern bevorzugt. Es besteht die Gefahr, dass sich gute und schlechte Bilanzgruppen bilden, entsprechend des Umfang der Abnahme zu Referenzmarktpreisen.</p> <p>Die Abnahmepflicht des Netzbetreibers bzw. der Bilanzgruppe für Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, muss gemäss Gesetz nicht zwingend eingeführt werden (Art. 19, Absatz 7g EnG). Diese Pflicht wird vom VSE aus obigen Gründen als problematisch betrachtet.</p> <p>Der VSE schlägt deshalb vor, die Bilanzgruppe Erneuerbare Energien beizubehalten. Die BG-EE sorgt für eine Gleichbehandlung der Marktakteure, während die Variante gemäss Verordnungsentwurf die Bilanzgruppen und Energieversorgungsunternehmen zufällig und ohne sachlichen Grund nach den im betreffenden Netzgebiet befindlichen Produktionsanlagen unterschiedlich mit Aufwand und finanziellen Risiken belastet und damit wettbewerbsverzerrend wirkt – und dies nota bene zum Nachteil der heimischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Die Abnahme durch die BG-EE lässt sich auch vereinbar mit einer vollen Marktöffnung ausgestalten, 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. Die Effizienz dieses gut funktionierende System lässt sich gar noch verbessern, indem die BG-EE den abgenommenen Strom direkt am Spotmarkt absetzt, wodurch die Zwischenschritte über die Bilanzgruppen entfallen und die Transparenz weiter erhöht wird.</p> <p>Mit der Bilanzgruppe Erneuerbare Energien und der solidarischen Verteilung der via Einspeisevergütungssystem geförderten Energie steht ein bewährtes System zur Verfügung. Es ist nicht ersichtlich, wieso dieses zum jetzigen Zeitpunkt aufgehoben werden soll. Es ist allerdings in zwei Punkten zu optimieren (vgl. Art. 24 StromVV):</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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.

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
		<p>- Die BG-EE ist explizit <i>nur</i> 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.</p>
<p>Art. 32 Nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen</p> <p>1 Der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einspeisevergütung erhält, hat der Vollzugsstelle Erweiterungen oder Erneuerungen mindestens einen Monat vor deren Inbetriebnahme zu melden. Er hat alle Änderungen anzugeben, die an der bisherigen Anlage vorgenommen werden sollen.</p> <p>2 Die Vergütungsdauer wird durch eine nachträgliche Erweiterung oder Erneuerung nicht verlängert.</p> <p>3 Bei Photovoltaikanlagen wird der ursprüngliche Vergütungssatz ab der Inbetriebnahme der Erweiterung oder Erneuerung im Verhältnis zur zusätzlichen installierten Leistung anteilmässig gekürzt.</p> <p>4 Erfolgt die Meldung nach Absatz 1 nicht oder nicht fristgerecht, so hat der Betreiber die Differenz zwischen der erhaltenen Vergütung und der nach Absatz 3 berechneten Vergütung der Vollzugsstelle ohne Zins zurückzuerstatten.</p>	<p>3 Bei Photovoltaikanlagen wird <u>die ursprüngliche Einspeiseprämie der ursprüngliche Vergütungssatz</u> ab der Inbetriebnahme der Erweiterung oder Erneuerung im Verhältnis zur zusätzlichen installierten Leistung anteilmässig gekürzt.</p>	<p>Zu Abs. 3: Bei der Berechnung für die Vergütung bei Erweiterungen oder Erneuerungen muss der Marktpreis mitberücksichtigt werden. Gemäss dem bestehenden Entwurf wird der Strom für die Erweiterung zum Nulltarif berücksichtigt.</p>
<p>Art. 33 Folgen des Nichteinhaltens von Mindestanforderungen</p> <p>1 Werden die Mindestanforderungen nicht eingehalten, so wird die Einspeiseprämie einstweilen nicht mehr ausbezahlt. Die Anlage wird für die betreffende Beurteilungsperiode rückwirkend auf den jeweiligen Referenz-Marktpreis gesetzt. Die zu viel erhaltene Vergütung ist der Vollzugsstelle zurückzuerstatten. Sie kann mit künftigen Leistungen verrechnet werden.</p> <p>2 Werden die Mindestanforderungen wieder eingehalten, so wird die Einspeiseprämie am Ende des Kalenderjahres ohne Zins nachbezahlt.</p> <p>3 Liegen für das Nichteinhalten der Mindestanforderungen Gründe vor, für die der Betreiber nicht einzustehen hat, so kann er gegenüber der Vollzugsstelle darlegen, mit welchen Massnahmen er erreichen will, dass die Mindestanforderungen wieder eingehalten werden.</p> <p>4 Die Vollzugsstelle kann ihm eine angemessene Frist für die Umsetzung dieser Massnahmen einräumen und allenfalls Auflagen machen. Bis zum Ablauf dieser Frist besteht weiterhin Anspruch auf die Einspeiseprämie, sofern allfällige Auflagen erfüllt werden.</p>		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>5 Sind die Mindestanforderungen nach Ablauf der Frist nicht während einer ganzen Beurteilungsperiode eingehalten worden, so wird die Anlage für die Zeit nach Ablauf der Frist rückwirkend auf den jeweiligen Referenz-Marktpreis gesetzt. Die zu viel erhaltene Vergütung ist zurückzuerstatten. Sie kann mit künftigen Leistungen verrechnet werden.</p>		
<p>Art. 34 Ausscheiden aus dem Einspeisevergütungssystem</p> <p>1 Die Vollzugsstelle verfügt das Ausscheiden eines Betreibers aus dem Einspeisevergütungssystem, wenn:</p> <ol style="list-style-type: none"> die Mindestanforderungen wiederholt nicht eingehalten werden und die Anlage deswegen drei Kalenderjahre in Folge für mindestens eine Beurteilungsperiode auf den Referenz-Marktpreis gesetzt worden ist; die Mindestanforderungen ein Jahr nach Ablauf der Frist nach Artikel 33 Absatz 4 nicht eingehalten werden. <p>2 Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist ausgeschlossen.</p>		
<p>3. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen zur Einmalvergütung und zu den Investitionsbeiträgen</p>		
<p>Art. 35 Ausschluss des Investitionsbeitrags</p> <p>Solange eine Anlage eine Mehrkostenfinanzierung nach Artikel 73 Absatz 4 EnG oder eine Einspeisevergütung erhält, kann ihr weder eine Einmalvergütung noch ein Investitionsbeitrag zugesprochen werden.</p>		
<p>Art. 36 Bewilligung des früheren Baubeginns</p> <p>Das BFE kann den früheren Baubeginn bei Wasserkraft- und Biomasseanlagen bewilligen, wenn es mit schwerwiegenden Nachteilen verbunden wäre, die Zusicherung dem Grundsatz nach abzuwarten. Die Bewilligung gibt keinen Anspruch auf einen Investitionsbeitrag.</p>	<p><i>Präzisierung notwendig zur Auflösung des Widerspruchs zwischen Art. 24 EnG und Art. 28 EnG.</i></p>	<p>Gemäss Art. 24, Abs. 3, EnG haben neue oder erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen, welche nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden, Anspruch auf Investitionsbeiträge. Andererseits darf mit dem Neubau resp. der erheblichen Erweiterung oder Erneuerung erst nach der Erteilung einer Zusicherung durch das BFE begonnen werden (Art. 28 Abs. 1 und 2 EnG). Diese beiden Artikel stehen im Widerspruch zueinander, welcher auch im Art. 36 der EnFV nicht aufgelöst wird.</p>
<p>Art. 37 Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlage</p> <p>1 Eine Anlage, für die eine Einmalvergütung oder ein Investitionsbeitrag ausbezahlt wurde, muss ab Erhalt der Vergütung oder des Beitrags während mindestens der nachfol-</p>	<p>1 Eine Anlage, für die eine Einmalvergütung oder ein Investitionsbeitrag ausbezahlt wurde, muss ab Erhalt der Vergütung oder des Beitrags während mindestens der nachfolgend festgelegten Dauer <u>durch den Anlagenbetreiber</u> so</p>	<p>Es ist zu präzisieren, dass der Anlagenbetreiber für die Wartung zuständig ist.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>gend festgelegten Dauer so gewartet werden, dass ein regulärer Betrieb sichergestellt ist:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. 15 Jahre bei Photovoltaik-, Kehrlichtverbrennungs- und Wasserkraftanlagen; b. 10 Jahre bei Klärgasanlagen und Holzkraftwerken von regionaler Bedeutung. <p>2 Photovoltaikanlagen sind zudem während mindestens 15 Jahren so zu betreiben, dass eine Mindestproduktion, wie sie aufgrund des Standorts und der Ausrichtung zu erwarten ist, nicht unterschritten wird.</p>	<p>gewartet werden, dass ein regulärer Betrieb sichergestellt ist:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. ... 	
<p>Art. 38 Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Für die Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge sind die Artikel 28–30 des Subventionsgesetzes vom 5. Oktober 1990 sinngemäss anwendbar. 2 Die Einmalvergütung oder der Investitionsbeitrag wird insbesondere ganz oder teilweise zurückgefordert, wenn die Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit nach Artikel 37 nicht oder nicht mehr erfüllt sind. 3 Die Einmalvergütung oder der Investitionsbeitrag kann zudem zurückgefordert werden, wenn die Bedingungen des Energiemarkts zu einer übermässigen Rentabilität führen. 	<p><u>4 Ausgenommen von den Regelungen in Abs. 1 und Abs. 3 sind Investitionsbeiträge, für welche mögliche Rückforderungen bereits in dieser Verordnung geregelt sind. Dazu gehören insbesondere Investitionsbeiträge, für welche 5 Jahre nach Inbetriebnahme die nicht-amortisierbaren Kosten neu zu berechnen sind.</u></p>	<p>Zu Abs. 4: Für gewisse Investitionsbeiträge sieht die EnFV bereits einen konkreten Überprüfungsmechanismus vor. Ein zweiter Mechanismus nach Subventionsgesetz wäre unverhältnismässig. Zudem ist zu für die übrigen Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge folgendes zu berücksichtigen: Abs. 3 lässt Raum für Rückforderungen, sollte der Energiemarkt zu übermässiger Rentabilität führen (auch in EnG Art. 29 Abs. 3 Bst. c festgehalten). Es ist unklar, wie eine «übermässige Rentabilität» definiert wird. Das Risiko einer Rückforderung wird der Investor einkalkulieren müssen, was seine Bereitschaft zur Investition wiederum senkt. Dies widerspricht der Absicht des Gesetzgebers.</p>
<p>Art. 39 Karenzfrist</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Die Mindestdauer, während der ein Betreiber für eine Anlage nicht erneut eine Einmalvergütung oder einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen kann, beträgt: <ol style="list-style-type: none"> a. 15 Jahre bei Photovoltaik- und Kehrlichtverbrennungsanlagen; b. 10 Jahre bei Klärgasanlagen und Holzkraftwerken von regionaler Bedeutung. 2 Diese Mindestdauer gilt nicht bei Photovoltaikanlagen, für 		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>die ein Betreiber eine Einmalvergütung nach bisherigem Recht erhalten hat.</p>		
<p>4. Kapitel: Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen 1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen</p>		
<p>Art. 40 Mindestgrösse und Leistungsobergrenze für die Ausrichtung einer Einmalvergütung Eine Einmalvergütung wird für Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mindestens 2 kW bis höchstens 50 MW ausgerichtet.</p>		
<p>Art. 41 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung einer Anlage Die Erweiterung oder Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn die Leistung der Anlage durch die Erweiterung oder die Erneuerung um mindestens 2 kW gesteigert wird.</p>		
<p>Art. 42 Berechnung der Einmalvergütung und Anpassung der Ansätze</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Die Einmalvergütung setzt sich aus einem Grund- und einem Leistungsbeitrag zusammen. 2 Die Ansätze sind im Anhang 2.1 festgelegt. Das UVEK überprüft sie jährlich. Bei einer wesentlichen Veränderung der Verhältnisse stellt es dem Bundesrat Antrag auf deren Anpassung. 3 Für grosse Anlagen, die ab dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden, gelten die Ansätze für die angebauten und freistehenden Anlagen, auch wenn sie der Kategorie der integrierten Anlagen angehören. 4 Für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen wird nur ein Leistungsbeitrag im Umfang der Leistungssteigerung entrichtet, die mit der Erweiterung oder Erneuerung erreicht wird. Es wird kein Grundbeitrag entrichtet. 5 Wird eine Anlage bereits vor Erhalt der Einmalvergütung erweitert, so werden der Grundbeitrag für den zuerst in Betrieb genommenen Anlagenteil und der Leistungsbeitrag entsprechend dem Inbetriebnahmedatum der einzelnen Anlagenteile ausbezahlt. 6 Besteht eine Anlage aus mehreren Modulfeldern, die verschiedenen Kategorien nach Artikel 7 angehören, so berechnet sich der Grundbeitrag nach dem nach Leistung gewichteten Mittelwert der Ansätze und der Leistungsbeitrag entsprechend den Anteilen der Leistung pro Katego- 		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
rie.		
2. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste		
Art. 43 Reihenfolge der Berücksichtigung 1 Massgebend für die Berücksichtigung eines Projekts ist das Einreichdatum des Gesuchs. 2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit der grössten zusätzlichen Leistung zuerst berücksichtigt.	¹ <u>bis Hat der Betreiber, welcher ein Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen stellt, für dieselbe Anlage bereits ein Gesuch nach Artikel 22 oder 47 gestellt, so gilt das Einreichdatum dieses Gesuchs.</u>	Zu Abs. 1 ^{bis} : Für Anlagen, die ein Gesuch für eine Einspeisevergütung oder eine Einmalvergütung für grosse Photovoltaikanlagen gestellt haben und sich nach Bau der Anlage entscheiden, eine Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen in Anspruch zu nehmen, hat das Einreichdatum des ersten Gesuches zu gelten.
Art. 44 Warteliste 1 Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, so werden die Projekte entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, sie erfüllen die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht. 2 Die Vollzugsstelle teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wurde. 3 Sie führt je eine Warteliste für die kleinen und eine für die grossen Anlagen. 4 Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so legt das BFE je ein Kontingent fest, in dessen Umfang Projekte auf der Warteliste der kleinen und der grossen Anlagen berücksichtigt werden können.		Aufgrund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen wäre ein grösseres Kontingent für grosse Anlagen zu bevorzugen. Bemerkung bzgl. Abbau der Wartelisten (Art. 21, Art. 44, Art. 54 und Art. 78 EnFV) Der Entwurf zur EnFV sieht die Verwendung des Einreichdatums des Gesuchs um Einspeisevergütung, Einmalvergütung und Investitionsbeiträge als Kriterium zum Abbau der Wartelisten vor. Dies ist volkswirtschaftlich nicht effizient. Es ist zu prüfen, ob für Anlagen, die nach Inkrafttreten der ES 2050 ein Gesuch stellen, ein Abbau der Warteliste gemäss der Anlageleistung und der Notwendigkeit zu Netzverstärkungen umsetzbar ist.
3. Abschnitt: Gesuchsverfahren für kleine Photovoltaikanlagen		
Art. 45 Gesuch 1 Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen ist nach Inbetriebnahme der Anlage bei der Vollzugsstelle einzureichen. 2 Es hat sämtliche Angaben und Unterlagen gemäss Anhang 2.1 Ziffer 3 zu enthalten. 3 Betreiber von Anlagen nach Artikel 8 Absatz 3 haben der		Wir möchten darauf hinweisen, dass diese Regelung impliziert, dass kleine PV-Anlagen nur noch im Unwissen darüber gebaut werden können, ob man dafür eine Einmalvergütung erhält. Diese Unsicherheit über den Erhalt einer Förderung könnte für viele potenzielle Betreiber kleiner PV-Anlagen der Grund sein, dass sie auf den Bau der Anlage verzichten, und dürfte somit kaum im Sinne der Energiestrategie sein.

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung	
<p>Vollzugsstelle im Gesuch mitzuteilen, dass sie auf die Vergütung des Leistungsbeitrags für die Leistung ab 100 kW verzichten.</p> <p>4 Hat der Betreiber für dieselbe Anlage bereits ein Gesuch nach Artikel 22 oder 47 gestellt, so gilt dieses Gesuch mit dem Gesuch nach Absatz 1 als zurückgezogen.</p>			
<p>Art. 46 Festsetzung der Einmalvergütung</p> <p>Erfüllt die Anlage die Anspruchsvoraussetzungen und stehen Mittel zur Berücksichtigung zur Verfügung, so setzt die Vollzugsstelle die Höhe der Einmalvergütung gestützt auf die Ansätze in Anhang 2.1 fest. 4. Abschnitt: Gesuchsverfahren für grosse Photovoltaikanlagen</p>			
<p>Art. 47 Gesuch</p> <p>1 Das Gesuch um Einmalvergütung für grosse Photovoltaikanlagen ist bei der Vollzugsstelle einzureichen.</p> <p>2 Es hat sämtliche Angaben und Unterlagen nach Anhang 2.1 Ziffer 4.1 zu enthalten.</p> <p>3 Ändert sich nach Gesuchseinreichung die Kategorie oder die Leistung der projektierten Anlage, so hat die gesuchstellende Person dies der Vollzugsstelle umgehend mitzuteilen.</p>			
<p>Art. 48 Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>Sind die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllt und stehen genügend Mittel zur Verfügung, so sichert die Vollzugsstelle die Einmalvergütung dem Grundsatz nach zu und setzt den Höchstbetrag gestützt auf die im Gesuch genannte Leistung und die Ansätze in Anhang 2.1 fest.</p>			
<p>Art. 49 Inbetriebnahmefrist und Inbetriebnahmemeldung</p> <p>1 Die Anlage ist spätestens 12 Monate ab der Zusicherung nach Artikel 48 in Betrieb zu nehmen.</p> <p>2 Die Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle spätestens drei Monate ab der Inbetriebnahme zu melden.</p> <p>3 Die Inbetriebnahmemeldung hat die Angaben und Unterlagen nach Anhang 2.1 Ziffer 4.2 zu enthalten.</p> <p>4 Kann die Frist für die Inbetriebnahme aus Gründen, für die der Antragsteller nicht einzustehen hat, nicht eingehalten werden, so kann die Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin erstrecken. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist einzureichen.</p> <p>5 Die Vollzugsstelle widerruft die Zusicherung nach Artikel 48 und gewährt keine Einmalvergütung, wenn die Inbetrieb-</p>			

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>nahme nicht fristgerecht erfolgt. 6 Sie kann die Zusicherung nach Artikel 48 auch widerrufen, wenn ihr die Inbetriebnahme nicht spätestens drei Monate ab der Inbetriebnahme gemeldet wird.</p>		
<p>Art. 50 Definitive Festsetzung der Einmalvergütung 1 Nach Erhalt der vollständigen Inbetriebnahmemeldung setzt die Vollzugsstelle anhand der im Rahmen des Herkunftsnachweiswesens beglaubigten Anlagedaten die definitive Höhe der Einmalvergütung fest. Dabei darf der in der Zusicherung nach Artikel 48 festgesetzte Höchstbetrag nicht überschritten werden. 2 Hat eine gesuchstellende Person ihre Anlage, für die Mittel zur Verfügung stehen, in Betrieb genommen, bevor ihr die Einmalvergütung dem Grundsatz nach zugesichert wurde, so erlässt die Vollzugsstelle direkt eine Verfügung nach Absatz 1, wenn die betreffende Person die vollständige Inbetriebnahmemeldung eingereicht hat.</p>		
<p>5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen 1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen</p>		
<p>Art. 51 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung 1 Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen: a. die Ausbauwassermenge aus dem bereits genutzten Gewässer um mindestens 20 Prozent erhöht wird; b. die mittlere Bruttofallhöhe um mindestens 10 Prozent erhöht wird; c. zusätzliches Wasser im Umfang von mindestens 10 Prozent des Durchschnitts der in den letzten fünf vollen Betriebsjahren vor der Inbetriebnahme der Erweiterung genutzten Jahreswassermenge genutzt wird; d. das nutzbare Speichervolumen um mindestens 15 Prozent vergrössert wird; oder e. die jährliche Nettoproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung um mindestens 20 Prozent oder 30 GWh gesteigert wird. 2 Die Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn: a. mindestens eine Hauptkomponente wie Wasserfassung, Wehr, Speicher, Druckleitung, Maschinen oder elektromechanische Ausrüstung der Anlage ersetzt oder total saniert wird; und</p>	<p>a. die Ausbauwassermenge aus dem bereits genutzten Gewässer um mindestens 20 <u>15</u> Prozent erhöht wird;</p> <p>e. die <u>durchschnittlich erwartete</u> jährliche Nettoproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung um mindestens 20 Prozent oder 30 GWh gesteigert wird.</p> <p>a. mindestens eine Hauptkomponente wie Wasserfassung, Wehr, Speicher, Druckleitung, Maschinen, <u>Zubringerpumpen</u> oder elektromechanische Ausrüstung der Anlage er-</p>	<p>Zu Abs. 1 lit. a: Die Bagatellgrenze ist zu hoch und von 20 auf 15% zu reduzieren.</p> <p>Zu Abs. 1 lit. e: Es ist auf die Produktionserwartung abzustützen, damit die Erfüllung des Kriteriums nicht abhängig von schwankenden hydrologischen Verhältnissen ist.</p> <p>Zu Abs. 2 lit. a: Ergänzung der Zubringerpumpen als weitere wichtige Hauptkomponente einer Anlage.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>b. die Investition mindestens 10 Rp./kWh der durchschnittlich in einem Jahr der letzten fünf vollen Betriebsjahre erzielten Nettoproduktion beträgt.</p>	<p>setzt oder totalsaniert wird; und</p> <p>b. die Investition für Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW mindestens 10 Rp./kWh <u>beziehungsweise für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW mindestens 5 Rp./kWh</u> der durchschnittlich in einem Jahr der letzten fünf vollen Betriebsjahre erzielten Nettoproduktion beträgt; <u>oder</u></p> <p>c. <u>die Differenz zwischen der durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion mit Erneuerung gegenüber der durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion ohne Erneuerung in den ersten fünf vollen Betriebsjahre nach der Erneuerung um mindestens 20 Prozent oder 30 GWh beträgt.</u></p>	<p>Zu Abs. 2 lit. b: Die Bagatellgrenze ist für grosse Anlagen zu hoch. Beispielsweise würde eine Erneuerung für eine Anlage mit einer Produktion von 500 GWh pro Jahr erst ab einem Investitionsbetrag von 50 Mio. CHF als erheblich gelten. Eine Aufteilung zwischen grossen (>10MW) und kleinen (<10MW) Anlagen ist deshalb sinnvoll.</p> <p>Zu Abs. 2 lit. c: Mit dieser Ergänzung wird sichergestellt, dass der Erhalt der bestehenden Wasserkraft durch Erneuerungen für die Gesamtproduktion von Wasserkraft in der Schweiz nicht minder wichtig ist als die erzielte Mehrproduktion durch Erweiterungen.</p>
<p>Art. 52 Ansätze</p> <p>1 Das BFE setzt den Investitionsbeitrag für jede Anlage individuell nach Artikel 29 Absatz 2 EnG fest.</p> <p>2 Bei Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW beträgt der Investitionsbeitrag höchstens:</p> <p>a. 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für erhebliche Erweiterungen;</p> <p>b. 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für erhebliche Erneuerungen.</p> <p>3 Bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW beträgt der Investitionsbeitrag höchstens:</p> <p>a. 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen;</p> <p>b. 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für erhebliche Erneuerungen.</p> <p>4 Das UVEK überprüft die Ansätze mindestens alle fünf Jahre. Bei einer wesentlichen Veränderung der Verhältnisse stellt es dem Bundesrat Antrag auf Anpassung der Ansätze.</p> <p>5 Bei Grenzwasserkraftanlagen wird der berechnete Investitionsbeitrag um den nicht-schweizerischen Hoheitsanteil gekürzt.</p>	<p>2 <i>Streichen</i></p> <p>3 <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Abs. 2 und 3: Es ist keine Unterscheidung zwischen Neuanlagen, erheblichen Erweiterungen und erheblichen Erneuerungen vorzunehmen:</p> <p>i) Ob heimische Produktion aus Wasserkraft neu geschaffen wird oder erhalten bleibt, ist für die Bilanz unerheblich;</p> <p>ii) aus ökologischer Sicht ist der Erhalt von Anlagen durch Erneuerungen sinnvoller als neue Eingriffe bzw. stärkere Eingriffe durch Neuanlagen bzw. erhebliche Erweiterungen;</p> <p>iii) da die Unterscheidung gemäss Art. 26 EnG nicht vorgesehen ist, können die beiden Absätze 2 und 3 ersatzlos gestrichen werden.</p> <p>iv) Art. 26 EnG bietet keine gesetzliche Grundlage für eine Unterscheidung auf Verordnungsstufe.</p>
<p>2. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW und Warteliste</p>	<p>2. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW und Warteliste</p>	<p>Bei Anlagen < 10 MW konkurrieren die Projekte vom Einspeisevergütungssystem mit den Projekten, die einen Investitionsbeitrag wollen, da sämtliche Projekte aus dem gleichen Topf finanziert werden (EnG Art. 36). Es muss somit ein Anteil für die Investitionsbeiträge zurückgestellt werden. Es wird aber bewusst auf die Festlegung eines Verteilschlüssels verzichtet.</p>

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>Art. 53 Reihenfolge der Berücksichtigung</p> <p>1 Massgebend für die Berücksichtigung eines Projekts, mit dem eine Wasserkraftanlage mit einer Leistung von höchstens 10 MW erheblich erweitert oder erneuert werden soll, ist das Einreichdatum des Gesuchs.</p> <p>2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit der grössten Mehrproduktion zuerst berücksichtigt.</p>	<p><i>Streichen und durch einen neuen Artikel 53 ersetzen</i></p> <p>Art. 53 Zur Verfügung stehende Mittel</p> <p><u>1 Die Mittel, die für Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW verwendet werden können, werden im Zweijahresrhythmus zugeteilt.</u></p> <p><u>2 Die Zweijahresperiode beginnt am 1. Januar des Jahres, in das ein Stichtag fällt. Die Stichtage sind der 30. Juni 2018, der 30. Juni 2020, der 30. Juni 2022, der 30. Juni 2024, der 30. Juni 2026, der 30. Juni 2028, und der 30. Juni 2030.</u></p> <p><u>3 Die Höhe der Mittel, die für Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW verwendet werden, ist definiert durch ...</u></p>	<p>Zu Abs. 1 und 2: Gleich wie bei Anlagen > 10 MW. Auch hier soll mit der Bündelung eine Priorisierung der effizientesten Gesuche erfolgen.</p> <p>Zu Abs. 3: Bei Anlagen < 10 MW konkurrieren die Projekte vom Einspeisevergütungssystem mit den Projekten, die einen Investitionsbeitrag beantragen um die gleichen Mittel (EnG Art. 36). Die Mittelzuteilung ist entsprechend zu regeln.</p>
<p>Art. 54 Warteliste</p> <p>1 Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, so werden die Projekte, in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, sie erfüllen die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht.</p> <p>2 Das BFE teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wurde.</p> <p>3 Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so werden die Projekte entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs berücksichtigt.</p>	<p><i>Streichen und durch einen neuen Artikel 54 ersetzen</i></p> <p>Art. 54 Reihenfolge der Berücksichtigung</p> <p><u>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 zwei Jahre ausgeschöpft sind.</u></p>	<p>Nicht nur bei den Grosswasserkraftwerken soll die Effizienz im Vordergrund stehen, sondern auch bei den Kleinwasserkraftwerken. Das Einreichdatum des Gesuchs als wichtigstes Zuschlagskriterium ist folglich abzulehnen. Deshalb sind die Art. 55 und Art. 56 EnFV analog auch für kleine Wasserkraftwerke zu</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
	<p><u>2 Können nicht alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte, die die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zu den als Investitionsbeitrag zu bezahlenden Mitteln aufweisen zuerst berücksichtigt.</u></p> <p><u>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.</u></p> <p><u>4 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</u></p> <p><u>5 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.</u></p> <p><u>6 Werden für ein Projekt reservierte Mittel nicht verwendet, so werden sie laufend für die Berücksichtigung von Projekten in der Reihenfolge nach den Absätzen 1-3 verwendet.</u></p>	übernehmen.
<p>3. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW</p>		
<p>Art. 55 Zur Verfügung stehende Mittel</p> <p>1 Die Mittel, die für Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW verwendet werden können (Art. 38 Abs. 2 EnV), werden im Vierjahresrhythmus zugeteilt.</p> <p>2 Die Vierjahresperiode beginnt am 1. Januar des Jahres, in das ein Stichtag fällt. Die Stichtage sind der 30. Juni 2018, der 30. Juni 2022, der 30. Juni 2026 und der 30. Juni 2030.</p>	<p>1 Die Mittel, die für Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW verwendet werden können (Art. 38 Abs. 2 EnV), werden im <u>Vierjahresrhythmus</u> <u>Zweijahresrhythmus</u> zugeteilt.</p> <p>2 Die <u>Vierjahresperiode</u> <u>Zweijahresperiode</u> beginnt am 1. Januar des Jahres, in das ein Stichtag fällt. Die Stichtage sind der 30. Juni 2018, <u>der 30. Juni 2020</u>, <u>der 30. Juni 2022</u>, <u>der 30. Juni 2024</u>, <u>der 30. Juni 2026</u>, <u>der 30. Juni</u></p>	<p>Vierjahresperioden sind zu lange. Kann ein Projekt per Stichtag wegen fehlenden Mitteln nicht berücksichtigt werden, so kann kaum vier Jahre mit der Realisierung zugewartet werden bzw. diese wäre in der Regel nicht wirtschaftlich.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
	2028, und der 30. Juni 2030.	
<p>Art. 56 Reihenfolge der Berücksichtigung</p> <p>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 Jahre ausgeschöpft sind.</p> <p>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.</p> <p>3 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.</p> <p>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.</p> <p>5 Werden für ein Projekt reservierte Mittel nicht verwendet, so</p>	<p>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 <u>zwei</u> Jahre ausgeschöpft sind.</p> <p>2 Können nicht alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte zur Realisierung <u>einer Neuanlage oder Erweiterung</u>, die die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zu den als Investitionsbeitrag zu bezahlenden Mitteln aufweisen zuerst berücksichtigt.</p> <p><u>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.</u></p> <p><u>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.</u></p> <p>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. <u>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.</u></p>	<p>Zu Abs. 1 und 2: i) Es ist keine Unterscheidung zwischen Neuanlagen, erheblichen Erweiterungen und erhebliche Erneuerungen vorzunehmen (siehe Begründung Art. 52); ii) Sollte zudem der vorgesehene Vierjahresrhythmus umgesetzt werden, würde diese Priorisierung dazu führen, dass faktisch keine Investitionsbeiträge für Erneuerungen ausbezahlt würden, da das Kontingent stets durch Neuanlagen und erheblichen Erweiterungen ausgeschöpft sein dürfte. Dies ist nicht im Sinne des Gesetzgebers, der klar auch Erneuerungen unterstützen wollte.</p> <p>Zu Abs. 3 und 3^{bis}: Die Definition der Mehrproduktion bei Erneuerung, welche eine Erwartungskomponente beinhaltet, erlaubt es sämtliche Gesuche nach dem gleichen Kriterium zu priorisieren.</p> <p>Zu Abs. 4: Das Verschieben des Baubeginns um 4 Jahre (bzw. gemäss Antrag um 2 Jahre) dürfte häufig nicht möglich und nicht wirtschaftlich sein. Aus Sicht der Behörde entstehen durch die Erlaubnis keine Nachteile, da die Erlaubnis keinen Anspruch auf einen Investitionsbeitrag beinhaltet.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>werden sie laufend für die Berücksichtigung von Projekten in der Reihenfolge nach den Absätzen 1–3 verwendet.</p>	<p><u>6 Der Entscheid an die Gesuchsteller über die Berücksichtigung ist spätestens drei Monate nach dem Stichtag mitzuteilen.</u></p>	<p>Zu Abs. 6: Mit einem neuen Abs. 6 ist eine Frist seitens BFE zu definieren. Bis zum Erhalt der Baugenehmigung dauern die Verfahren vielfach mehrere Jahre. Bis jetzt wurde ein Bauentscheid meist kurz nach dem Erhalt der Baugenehmigung und dem Vorliegen aller Kosten gefällt. Die Bauarbeiten fingen dann meistens 2-3 Monate später an. Es ist daher wichtig, dass der Entscheid des BFE zeitnah vorliegt.</p>
<p>4. Abschnitt: Gesuchsverfahren</p>		
<p>Art. 57 Gesuch</p> <p>1 Das Gesuch um einen Investitionsbeitrag ist beim BFE einzureichen.</p> <p>2 Es kann erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.</p> <p>3 Es hat sämtliche Angaben und Unterlagen nach Anhang 2.2 zu enthalten.</p>	<p>2 Es kann erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder <u>in begründeten Fällen die Baureife des Projektes, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.</u></p>	<p>Zu Abs. 2: Da eine definitive Investitionsentscheidung auch von den Beiträgen des Bundes abhängen kann, ist in begründeten Fällen bei Einreichen des Gesuchs nur Baureife nachzuweisen.</p>
<p>Art. 58 Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>Ergibt die Prüfung des Gesuchs, dass die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind, und stehen Mittel zur Berücksichtigung des Gesuchs zur Verfügung, so sichert das BFE den Investitionsbeitrag dem Grundsatz nach zu und setzt Folgendes fest:</p> <ol style="list-style-type: none"> die Höhe des Investitionsbeitrags in Prozent der anrechenbaren Investitionskosten unter Berücksichtigung der zu erwartenden nicht amortisierbaren Mehrkosten; den Höchstbetrag, den der Investitionsbeitrag nicht überschreiten darf; bis wann spätestens mit dem Bau zu beginnen ist; den Zahlungsplan gemäss Artikel 64; die Frist, innerhalb der die Anlage in Betrieb zu nehmen ist. 		
<p>Art. 59 Inbetriebnahmemeldung</p> <p>1 Nach der Inbetriebnahme ist dem BFE eine Inbetriebnahmemeldung einzureichen.</p> <p>2 Diese muss mindestens folgende Angaben und Unterlagen enthalten:</p> <ol style="list-style-type: none"> das Inbetriebnahmedatum; das Abnahmeprotokoll; 		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>c. allfällige Änderungen gegenüber den im Gesuch gemachten Angaben.</p>		
<p>Art. 60 Bauabschlussmeldung 1 Spätestens ein Jahr nach der Inbetriebnahme ist dem BFE eine Bauabschlussmeldung einzureichen. 2 Diese muss folgende Angaben und Unterlagen enthalten: a. eine detaillierte Baukostenabrechnung; b. eine Auflistung der anrechenbaren und der nicht anrechenbaren Investitionskosten.</p>		
<p>Art. 61 Erstrecken von Fristen Das BFE kann die Fristen für die Inbetriebnahme und für das Einreichen der Bauabschlussmeldung auf Gesuch des Antragstellers erstrecken, wenn: a. die Frist aus Gründen, für die der Antragsteller nicht einzustehen hat, nicht eingehalten werden kann; und b. das Gesuch vor Ablauf der Frist eingereicht wird.</p>		
<p>Art. 62 Meldung der Nettoproduktion Nach dem fünften vollen Betriebsjahr ist dem BFE die jährliche Nettoproduktion seit der Inbetriebnahme zu melden.</p>		
<p>Art. 63 Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags 1 Sobald die Bauabschlussmeldung und die Meldung der Nettoproduktion vorliegen, prüft das BFE, ob auch zu diesem Zeitpunkt noch sämtliche Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind. 2 Die nicht amortisierbaren Mehrkosten werden aufgrund der gemeldeten durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion, des aktuellen Preisszenarios und des aktuellen kalkulatorischen Zinssatzes neu berechnet.</p> <p>3 Gestützt auf das Ergebnis der Prüfung nach Absatz 1 und</p>	<p>2 Die nicht amortisierbaren Mehrkosten werden aufgrund <u>der definitiven anrechenbaren Investitionskosten und der gemeldeten durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion, des aktuellen Preisszenarios und des aktuellen kalkulatorischen Zinssatzes</u> neu berechnet.</p>	<p>Zu Abs. 2: i) Die nachträgliche Aktualisierung des Preisszenarios und des kalkulatorischen Zinssatzes führen dazu, dass zum Investitionszeitpunkt eine grosse Unsicherheit über die Höhe des Investitionsbeitrages bestehen würde. Es ist sehr zu bezweifeln, dass grössere Investitionen mit solchen Unwägbarkeiten vorgenommen würden. Wie bereits bei Art. 38 erwähnt, braucht es Investitionssicherheit. ii) Die Aktualisierung des Preisszenarios und des Zinssatzes nach 5 Jahren führt in Anbetracht der verbleibenden Nutzungsdauer von über 40 Jahren nicht zu besseren Abschätzungen, sondern lediglich zu mehr Aufwand. Zu aktualisieren sind lediglich die tatsächlich anrechenbaren Investitionskosten.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>die Berechnung nach Absatz 2 wird die definitive Höhe des Investitionsbeitrags festgesetzt.</p> <p>4 Ist die durchschnittliche jährliche Nettoproduktion kleiner als die im Gesuch ausgewiesene Produktion beziehungsweise Mehrproduktion, so kann der Investitionsbeitrag angemessen gekürzt werden.</p>		
<p>Art. 64 Gestaffelte Auszahlung des Investitionsbeitrags</p> <p>1 Der Investitionsbeitrag wird in mehreren Tranchen ausbezahlt.</p> <p>2 Das BFE setzt den Zeitpunkt für die Auszahlung der einzelnen Tranchen und die Höhe der pro Tranche auszahlenden Beträge einzelfallweise in der Zusicherung nach Artikel 58 fest (Zahlungsplan).</p> <p>3 Dabei darf die erste Tranche frühestens bei Baubeginn ausbezahlt werden. Wurde nach Artikel 36 ein früherer Baubeginn bewilligt, so erfolgt die erste Auszahlung frühestens, wenn eine Zusicherung nach Artikel 58 vorliegt.</p> <p>4 Die letzte Tranche darf erst nach der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags ausbezahlt werden. Bis dahin dürfen maximal 80 Prozent des in der Zusicherung nach Artikel 58 festgesetzten Höchstbetrags ausbezahlt werden.</p>		
<p>5. Abschnitt: Bemessungskriterien</p>		
<p>Art. 65 Anrechenbare Investitionskosten</p> <p>1 Für die Berechnung des Investitionsbeitrags sind insbesondere die Erstellungs-, die Planungs- und die Bauleitungskosten sowie die Eigenleistungen des Betreibers anrechenbar, sofern sie:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. in direktem Zusammenhang mit den für die Elektrizitätsproduktion notwendigen Teilen der Anlage anfallen und ausgewiesen werden; b. für die Steigerung oder Aufrechterhaltung der Elektrizitätsproduktion direkt notwendig sind; c. angemessen sind; und d. effizient ausgeführt werden. <p>2 Planungs- und Bauleitungskosten werden höchstens bis zu einer Höhe von 15 Prozent der anrechenbaren Erstellungskosten angerechnet.</p> <p>3 Eigenleistungen des Betreibers wie eigene Planungs- oder Bauleistungen sind nur anrechenbar, wenn sie üblich sind und mittels detailliertem Arbeitsrapport nachgewiesen werden können. Art. 66 Nicht anrechenbare Kosten Nicht anrechenbar sind insbesondere Kosten:</p>	<p>1 Für die Berechnung des Investitionsbeitrags sind insbesondere die Erstellungs-, die Planungs-, <u>die Finanzierungs-</u> und die Bauleitungskosten sowie die Eigenleistungen des Betreibers anrechenbar, sofern sie: [...]</p>	<p>Zu Abs. 1: Finanzierungskosten sind relevante Kosten bei Investitionsprojekten und werden in der Praxis in jeder Projektabrechnung berücksichtigt. Vorliegend ist dies insbesondere relevant, da Auszahlungen teilweise deutlich nach Anfallen der Kosten erfolgen werden. Für die Berechnung kann der kalkulatorische Zinssatz gemäss Art. 70 angewandt werden.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>a. die vor der Zusicherung dem Grundsatz nach oder der Erlaubnis zum vorzeitigen Baubeginn des BFE zur Erstellung von Anlagenteilen angefallen sind;</p> <p>b. die anderweitig vergütet werden, namentlich die Kosten für Massnahmen nach Artikel 83a des Gewässerschutzgesetzes vom 24. Januar 1991 (GSchG) und Artikel 10 des Bundesgesetzes vom 21. Juni 1991 über die Fischerei (BGF).</p>		
<p>Art. 67 Kapitalisierte Gestehungskosten</p> <p>1 Die Gestehungskosten setzen sich zusammen aus den:</p> <p>a. anrechenbaren Investitionskosten;</p> <p>b. Kosten für den Anlagenbetrieb, den Unterhalt sowie den übrigen Betriebskosten;</p> <p>c. Reinvestitionen;</p> <p>d. weiteren Kosten, insbesondere den Kosten für die Energie, die allfällige Zubringerpumpen benötigen, zu Marktpreisen und den Kosten für den Einstauersatz;</p> <p>e. Kosten für Wasserzinsen entsprechend den jeweils geltenden gesetzlichen Regelungen;</p> <p>f. Kapitalkosten;</p>	<p>1 Die <u>kapitalisierten</u> Gestehungskosten <u>entsprechen diskontierten Geldabflüssen</u> und setzen sich zusammen aus den:</p> <p><u>a^{bis} bei Erneuerungen der Restwert der bestehenden betriebsnotwendigen Anlageteile;</u></p> <p>c. <u>Reinvestitionen Ersatzinvestitionen</u></p> <p>d. weitere Kosten, insbesondere den Kosten für die Energie, die allfällige Zubringerpumpen benötigen, zu Marktpreisen, und den Kosten für den Einstauersatz <u>und den Kosten für Entschädigungszahlungen an andere Kraftwerke für deren Produktionsausfälle;</u></p> <p>f. Streichen</p>	<p>Grundsätzlich: Art. 67 und 68 beschreiben eine Net-Present-Value- Berechnung. Dies soll entsprechend so in der EnFV formuliert werden, dass sie einer gängigen Investitionsrechnung entspricht.</p> <p>Zu Abs. 1: Der Begriff der «Kapitalisierten Gestehungskosten» wird im Gesetz zwar verwendet, ist ein in der Literatur aber unbekannter Begriff. Die Begriffspräzisierung soll deshalb in Abs. 1 erfolgen. Gemäss Erläuterungen wird festgehalten, dass «die Gestehungskosten nicht als Kosten pro kWh» angegeben werden, was in sich ein Widerspruch ist, da Gestehungskosten in der Literatur immer als Grösse pro Energieeinheit verstanden werden. Da es sich um ein Discounted Cashflow (DCF) Modell handelt – wie es für Investitionsrechnungen üblich ist – sollte klargestellt werden, dass mit «Gestehungskosten» Geldabflüssen und Geldzuflüssen gemeint sind.</p> <p>Zu Abs. 1 lit. a^{bis}: Bei Erneuerung muss auch der Restwert der bestehenden betriebsnotwendigen Anlageteile berücksichtigt werden. Die Geldzuflüsse der Gesamtanlage können nicht nur für die Amortisation der Erneuerungsinvestition verwendet werden. Auch die nicht-erneuerten bestehenden Anlageteile müssen aus den Geldzuflüssen amortisiert werden.</p> <p>Zu Abs. 1 lit. d: Es ist häufig der Fall, dass Kraftwerke nachfolgende Kraftwerke für die Veränderung der Abflusszeiten oder -mengen entschädigen muss.</p> <p>Zu Abs. 1 lit. f: Die Kapitalverzinsung gehört nicht zur NPV Berechnung. Vgl. Abs. a^{bis}.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>g. direkten Steuern, sofern die berechnete Person nicht steuerbefreit ist.</p>	<p>g. direkten Steuern, sofern die berechnete Person nicht steuerbefreit ist.</p> <p><u>h. Kosten für Energieverwertung und zentralisierte Funktionen;</u></p> <p><u>i. alle weiteren Konzessionsleistungen;</u></p> <p><u>j. Opportunitätskosten für die SDL-Erbringung.</u></p>	<p>Zu Abs. 1 lit. g: Auch wenn man steuerbefreit ist, können im Standortkanton Steuern anfallen.</p> <p>Zu Abs. 1 lit. h und Abs. 7: Es sind sämtliche Kosten nominal für die Bereitstellung des marktfähigen Produkts zu berücksichtigen. Diese Kosten fallen durch den flexiblen Einsatz sowie die effiziente Bündelung von Arbeiten an, auch wenn keine oder nur wenig Systemdienstleistungen erbracht werden.</p> <p>Zu Abs. 1 lit. i: Die übrigen Konzessionsleistungen – Beispiel Gratisenergie – sind teilweise beträchtlich und dürfen deshalb nicht vernachlässigt werden.</p> <p>Zu Abs. 1 lit. j: Opportunitätskosten für die SDL-Erbringung sind zu berücksichtigen, da auch SDL-Erträge berücksichtigt werden.</p>
<p>2 Die Kosten nach Absatz 1 Buchstabe b werden mit insgesamt jährlich 2 Prozent der Investitionskosten angerechnet.</p>	<p>2 Die Kosten nach Absatz 1 Buchstabe b werden mit insgesamt jährlich 2 Prozent der Investitionskosten <u>oder nach Aufstellung tatsächlicher Kosten zuzüglich der Teuerung über die verbleibende Nutzungsdauer</u> angerechnet.</p>	<p>Zu Abs. 2: Insbesondere bei Erneuerungen, bei denen eine Wirtschaftlichkeitsrechnung des gesamten Kraftwerkes angestellt wird, muss neben der pauschalen Berechnung alternativ auch die Berechnung anhand tatsächlicher, nominaler Betriebskosten anrechenbar sein.</p>
<p>3 Die Kapitalkosten berechnen sich aus der Multiplikation des betriebsnotwendigen Kapitals mit dem kalkulatorischen Zinssatz nach Artikel 70.</p>	<p>3 <i>Streichen</i></p>	
<p>4 Zu erwartende Erlöse, namentlich aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen, sind von den Kosten abzuziehen.</p>	<p>4 Zu erwartende <u>zusätzliche</u> Erlöse, namentlich aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen <u>und aus dem Angebot von Systemdienstleistungen</u>, sind von den Kosten abzuziehen.</p>	<p>Zu Abs. 4: Es sind sämtliche Erlöse aus dem marktfähigen Produkt zu berücksichtigen.</p>
<p>5 Die Gestehungskosten berechnen sich über die verbleibende Nutzungsdauer (Art. 71). Sie sind jährlich als absolute Beträge der anfallenden Kosten auszuweisen.</p>	<p>5 Die Gestehungskosten berechnen sich über die verbleibende Nutzungsdauer (Art. 71) <u>jedoch maximal bis zum Konzessionsende</u>. Sie sind jährlich als absolute Beträge der anfallenden Kosten auszuweisen.</p>	<p>Zu Abs. 5: Das DCF ist auf das Konzessionsende zu beschränken. Dies entspricht der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in der Praxis. Heute befürchten viele Berggemeinden, dass ihnen beim Heimfall „Ruinen“ überlassen werden, weil sie wissen, dass die Betreiber ihre Investitionsentscheidung von der Amortisierbarkeit bis zum Konzessionsende abhängig machen müssen.</p>
<p>6 Sie werden mit dem kalkulatorischen Zinssatz gemäss Artikel 70 kapitalisiert.</p>	<p>6 Sie werden <u>einheitlich und für jedes Jahr</u> mit dem <u>nominalen</u> kalkulatorischen Zinssatz gemäss Artikel 70 <u>kapitalisiert diskontiert</u>.</p>	<p>Zu Abs. 6: Die Verordnung ist nicht klar darin, ob die Rechnung zu den nicht-amortisierbaren Kosten als reales oder nominales DCF-Modell auszugestalten ist. Ein nominales Modell erachten wir als einfacher. Entsprechend ist auch ein nominaler Diskontsatz anzuwenden. Zudem: Entgegen den Erläuterungen (S. 19 unten) können die jährlich anfallenden Kosten nicht mit dem für</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
	<p>7 Die Kosten nach Abs. 1 Buchstabe h werden pauschal mit 8 CHF pro MWh Nettoproduktion angerechnet zuzüglich der Teuerung über die verbleibende Nutzungsdauer.</p>	<p>das jeweilige Jahr geltenden Zinssatz kapitalisiert werden. Es gibt pro DCF-Berechnung genau einen Diskontsatz.</p> <p>Zu Abs. 7: Es sind sämtliche Kosten für die Bereitstellung des marktfähigen Produktes zu berücksichtigen. Die hier genannten Kosten fallen durch den flexiblen Einsatz sowie die effiziente Bündelung von Arbeiten beim Partner von Partnerwerken an, auch wenn keine oder nur wenig Systemdienstleistungen erbracht werden. Der Gesetzgeber hat zu Recht erkannt, dass eine wirtschaftliche Betrachtung immer den Partner von Partnerwerken mit einschliessen muss, weswegen er gemäss Art. 30 Abs. 2 auch der Berechtigte für die Marktprämie ist. Im Sinne einer einheitlichen Anwendung und einer Vereinfachung für die Vollzugsbehörde sollen diese Kosten mit einer Pauschale von 8 CHF/MWh berücksichtigt werden. Dieser Wert hat sich in den letzten Jahren in mehrfacher Anwendung bestätigt.</p>
<p>Art. 68 Erzielbarer kapitalisierter Marktpreis und erzielbarer Markterlös</p> <p>1 Der erzielbare kapitalisierte Marktpreis berechnet sich gestützt auf das Preisszenario nach Absatz 2 und auf den kalkulatorischen Zinssatz gemäss Artikel 70.</p> <p>2 Das BFE erstellt das Preisszenario auf stündlicher Basis, aktualisiert es jährlich und stellt es den Betreibern zur Verfügung.</p>	<p>Art. 68 Erzielbarer kapitalisierter Marktpreis und erzielbarer <u>kapitalisierter</u> Markterlös</p> <p>1 Der erzielbare kapitalisierte Marktpreis <u>entspricht dem diskontierten Marktpreis</u> und berechnet sich gestützt auf das Preisszenario nach Absatz 2 und auf den kalkulatorischen Zinssatz gemäss Artikel 70.</p> <p>2 Das BFE erstellt das <u>nominale</u> Preisszenario auf stündlicher Basis <u>für die jeweils nächsten 80 Jahre</u>, aktualisiert es <u>zusammen mit einem Bericht der dahinterliegenden Annahmen und quantitativen Einflussgrössen</u> jährlich und stellt es den Betreibern zur Verfügung. <u>Es berücksichtigt dabei in Bezug auf die Marktaussichten das Vorsichtsprinzip. Das Preisszenario versteht sich als Prognose für die Strompreise im Erfüllungszeitpunkt.</u></p>	<p>Titel: Den kapitalisierten resp. diskontierten Gesteungskosten ist nicht der Markterlös sondern der kapitalisierte resp. diskontierte Markterlös gegenüberzustellen.</p> <p>Zu Abs. 1: Präzisierung</p> <p>Zu Abs. 2: Die vom BFE vorgesehene Methode ist nur umsetzbar, wenn das BFE nominale Preisszenarien für die nächsten 80 Jahre bereitstellt. Daneben ist zu bemerken, dass keine detaillierten Angaben gemacht werden, wie die Marktpreisprognosen berechnet und aktualisiert werden. Die Marktpreise sind jedoch massgeblich für die Berechnung der nicht amortisierbaren Investitionen. Im Rahmen des Business Plans ist es wichtig, abschätzen zu können, wie hoch das BFE die Preise einschätzen wird. Zudem sollen die Preisszenarien sollen keine Blackbox sein und sollten in einem Bericht erläutert werden. Bisher waren die Preisszenarien des Bundes jeweils deutlich zu hoch. Damit die Verwendung der durch den Gesetzgeber vorgesehenen Mittel nicht gefährdet ist, ist grundsätzlich für diese Kontrollrechnung eher von einer vorsichtigen und nicht von einer optimistischen Marktentwicklung auszugehen. Mit der Verankerung des Vorsichtsprinzip soll verhindert werden, dass zu optimistischen Szenarien für den vorliegenden Zweck verwendet. Zudem ist das Szenario als eine Spotpreisprognose für den day-ahead Markt (im Erfüllungs-</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>3 Der erzielbare Markterlös berechnet sich für jedes Jahr der verbleibenden Nutzungsdauer aus dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis, multipliziert mit der erwarteten Nettoproduktion. Der Berechnung ist ein wirtschaftlich optimiertes Produktionsprofil zugrunde zu legen. Für Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW können Standardproduktionsprofile zugrunde gelegt werden.</p>	<p>3 Der erzielbare <u>kapitalisierte resp. diskontierte</u> Markterlös berechnet sich für jedes Jahr der verbleibenden Nutzungsdauer aus dem erzielbaren <u>kapitalisierten diskontierten</u> Marktpreis, multipliziert mit der erwarteten Nettoproduktion. Der Berechnung ist ein wirtschaftlich optimiertes Produktionsprofil zugrunde zu legen. Für Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW können Standardproduktionsprofile zugrunde gelegt werden.</p>	<p>zeitpunkt) festzulegen.</p> <p>Zu Abs. 3: Auch der Markterlös ist diskontiert, nicht nur der Marktpreis. (vgl. Titel)</p>
<p>Art. 69 Nicht amortisierbare Mehrkosten</p> <p>1 Die nicht amortisierbaren Mehrkosten gemäss Artikel 29 Absatz 2 EnG berechnen sich über die verbleibende Nutzungsdauer als Differenz zwischen den jährlichen kapitalisierten Gestehungskosten und den jährlichen erzielbaren Markterlösen.</p> <p>2 Bei Erweiterungen bestehender Anlagen ist der aus der Erweiterung resultierende zusätzliche Markterlös massgebend.</p> <p>3 Bei Erneuerungen bestehender Anlagen ist der erzielbare Markterlös aus der gesamten Nettoproduktion der Anlage massgebend.</p>	<p>2 Bei Erweiterungen bestehender Anlagen ist der aus der Erweiterung resultierende zusätzliche Markterlös massgebend. <u>Er wird ausschliesslich den Kosten (Geldabflüssen) der Erweiterung gegenübergestellt.</u></p> <p>3 Bei Erneuerungen bestehender Anlagen ist der erzielbare Markterlös aus der gesamten Nettoproduktion der Anlage massgebend. <u>Er wird den Kosten (Geldabflüssen) der Gesamtanlage gegenübergestellt.</u></p>	<p>Zu Abs. 2: Präzisierung. In Übereinstimmung mit der angeregten Anpassung von Art. 67 ist hier der Begriff «Geldabfluss» zu erwähnen.</p> <p>Zu Abs. 3: Präzisierung.. In Übereinstimmung mit der angeregten Anpassung von Art. 67 ist hier der Begriff «Geldabfluss» zu erwähnen.</p>
<p>Art. 70 Kalkulatorischer Zinssatz</p> <p>Der kalkulatorische Zinssatz entspricht dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz. Die Berechnung und Bekanntgabe richtet sich unter Vorbehalt der in Anhang 3 genannten Abweichungen nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b und Absatz 3bis in Verbindung mit Anhang 1 der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV).</p>	<p>Der <u>nominale</u> kalkulatorische Zinssatz entspricht dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz. Die Berechnung und Bekanntgabe richtet sich nach <u>Anhang 3 unter Vorbehalt der in Anhang 3 genannten Abweichungen nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b und Absatz 3bis in Verbindung mit Anhang 1 der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV).</u></p>	<p>Präzisierung, wonach es sich um einen nominalen WACC handelt. Zudem ist Anhang 3 als eigenständiger Anhang zu verfassen. Verweise auf Abweichungen zu anderen Verordnungsanhängen sind zu vermeiden.</p>
<p>Art. 71 Verbleibende Nutzungsdauer</p> <p>Zur Bestimmung der verbleibenden Nutzungsdauer wird auf die Nutzungsdauer des neu eingebauten Bestandteils abgestellt, der die längste Nutzungsdauer gemäss der Nutzungsdauertabelle in Anhang 2.2 aufweist.</p>	<p>Zur Bestimmung der verbleibenden Nutzungsdauer wird auf die Nutzungsdauer des neu eingebauten Bestandteils abgestellt, der die längste Nutzungsdauer gemäss der Nutzungsdauertabelle in Anhang 2.2 aufweist, <u>längstens jedoch bis zum Ablauf der Konzession.</u></p>	<p>Das DCF ist auf das Konzessionsende zu beschränken. Dies entspricht der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in der Praxis. Heute befürchten viele Berggemeinden, dass ihnen beim Heimfall „Ruinen“ überlassen werden, weil sie wissen, dass die Betreiber ihre Investitionsentscheidung von der Amortisierbarkeit bis zum Konzessionsende abhängig machen müssen.</p> <p>Dies gilt insbesondere für die sogenannt „nassen“ Teile, die heimfallen. Ist das technische Lebensende solcher Anlagenteile bei Konzessionsende nicht erreicht, so muss der Betreiber bei einer</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
		Neukonzessionierung die Anlagen in Form einer Heimfallsverzichtentschädigung neu „kaufen“. Er kann die Anlagen also nicht über die Konzessionsdauer abschreiben.
6. Kapitel: Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1. Abschnitt: Anspruchsvoraussetzungen		
Art. 72 Begriffe 1 Als Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) gemäss Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe c EnG gelten Anlagen zur thermischen Behandlung von Abfällen nach den Artikeln 31 und 32 der Abfallverordnung vom 1. Januar 2016. 2 Als Klärgasanlagen gemäss Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe c EnG gelten Anlagen zur Nutzung von Klärgas aus kommunalen Abwasserreinigungsanlagen, unabhängig davon, ob in diesen Anlagen auch angelieferte Co-Substrate vergärt werden. 3 Als Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung gemäss Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe c EnG gelten Anlagen zur Produktion von Elektrizität aus Holz, die eine elektrische Leistung von höchstens 3 MW aufweisen.	3 Als Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung gemäss Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe c EnG gelten Anlagen zur Produktion von Elektrizität aus Holz, die eine elektrische Leistung von höchstens 3 MW aufweisen.	Zu Abs. 3: Eine Beschränkung auf 3 MW ist nicht im Sinne der Ausbauziele der Energiestrategie 2050.
Art. 73 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung 1 Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen die jährliche Elektrizitätsproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten drei vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung um mindestens 25 Prozent gesteigert wird. 2 Die Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn die anrechenbaren Investitionskosten der Erneuerung mindestens folgende Beträge erreichen: a. 15 Millionen Franken bei KVA; b. 250 000 Franken bei Klärgasanlagen; c. 600 000 Franken bei Holzkraftwerken von regionaler Bedeutung.	1 Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen die <u>durchschnittlich erwartete</u> jährliche Elektrizitätsproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten drei vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung um mindestens 25 Prozent gesteigert wird. 3 <u>Die Erneuerung der Anlage ist auch erheblich, falls die 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 mindestens 25 Prozent beträgt.</u>	Siehe Art. 51
Art. 74 Energetische Mindestanforderungen 1 Die energetischen Mindestanforderungen sind in Anhang		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>2.3 festgelegt.</p> <p>2 Bei erheblichen Erneuerungen muss die Anlage nach der Erneuerung mindestens gleich viel Elektrizität produzieren wie vorher.</p>		
<p>2. Abschnitt: Ansätze</p>		
<p>Art. 75 Ansätze für die Investitionsbeiträge</p> <p>1 Das BFE setzt den Investitionsbeitrag für jede Anlage individuell nach Artikel 29 Absatz 2 EnG fest.</p> <p>2 Der Investitionsbeitrag beträgt höchstens 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.</p> <p>3 Das UVEK überprüft diesen Ansatz mindestens alle fünf Jahre. Bei einer wesentlichen Veränderung der Verhältnisse stellt es dem Bundesrat Antrag auf Anpassung.</p>		
<p>Art. 76 Höchstbeitrag</p> <p>Der Investitionsbeitrag darf die folgenden Beträge nicht überschreiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 6 Millionen Franken bei KVA; b. 1,5 Millionen Franken bei Klärgasanlagen; c. 3,75 Millionen Franken bei Holzkraftwerken von regionaler Bedeutung. 		
<p>3. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste</p>		
<p>Art. 77 Reihenfolge der Berücksichtigung</p> <p>1 Massgebend für die Berücksichtigung eines Gesuchs ist das Einreichtdatum.</p> <p>2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit der grössten Mehrproduktion an Elektrizität zuerst berücksichtigt.</p>	<p>2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte <u>mit der grössten Mehrproduktion, die die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zu den als Investitionsbeitrag zu bezahlenden Mitteln aufweisen</u>, zuerst berücksichtigt.</p>	<p>Zu Abs. 2: Fördermittel sollen möglichst effizient eingesetzt werden.</p>
<p>Art. 78 Warteliste</p> <p>1 Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, so werden die Projekte in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, sie erfüllen die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht.</p> <p>2 Das BFE teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wurde.</p>		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>3 Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so werden die Projekte entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs berücksichtigt.</p>		
<p>4. Abschnitt: Gesuchsverfahren</p>		
<p>Art. 79 Gesuch</p>		
<p>1 Das Gesuch um einen Investitionsbeitrag ist beim BFE einzureichen.</p> <p>2 Es kann erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.</p> <p>3 Es hat sämtliche Angaben und Unterlagen nach Anhang 2.3 zu enthalten.</p>	<p>2 Es kann erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder <u>in begründeten Fällen die Baureife des Projektes</u>, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.</p>	<p>Zu Abs. 2: Da eine definitive Investitionsentscheidung auch von den Beiträgen des Bundes abhängen kann, ist in begründeten Fällen bei Einreichen des Gesuchs nur Baureife nachzuweisen.</p>
<p>Art. 80 Zusicherung dem Grundsatz nach</p>		
<p>Ergibt die Prüfung des Gesuchs, dass die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind, und stehen Mittel zur Berücksichtigung des Gesuchs zur Verfügung, so sichert das BFE den Investitionsbeitrag dem Grundsatz nach zu und setzt Folgendes fest:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Höhe des Investitionsbeitrags in Prozent der anrechenbaren Investitionskosten unter Berücksichtigung der zu erwartenden nicht amortisierbaren Mehrkosten; b. den Höchstbetrag, den der Investitionsbeitrag nicht überschreiten darf; c. bis wann spätestens mit dem Bau zu beginnen ist; d. den Zahlungsplan gemäss Artikel 85; e. die Frist, innerhalb der die Anlage in Betrieb zu nehmen ist. 		
<p>Art. 81 Inbetriebnahmemeldung</p>		
<p>Die Pflicht zur Einreichung der Inbetriebnahmemeldung richtet sich sinngemäss nach Artikel 59.</p>		
<p>Art. 82 Bauabschlussmeldung</p>		
<p>1 Spätestens zwei Jahre nach der Inbetriebnahme ist dem BFE eine Bauabschlussmeldung einzureichen.</p> <p>2 Diese muss folgende Angaben und Unterlagen enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. eine detaillierte Baukostenabrechnung; b. eine Auflistung der anrechenbaren und der nicht anrechenbaren Investitionskosten; c. die Meldung der Nettoproduktion des ersten vollen Be- 		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
triebsjahres.		
<p>Art. 83 Erstrecken von Fristen Die Erstreckung der Fristen für die Inbetriebnahme und das Einreichen der Bauabschlussmeldung richtet sich sinngemäss nach Artikel 61.</p>		
<p>Art. 84 Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags</p> <p>1 Sobald die Bauabschlussmeldung vorliegt, prüft das BFE, ob auch zu diesem Zeitpunkt noch sämtliche Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind.</p> <p>2 Die nicht amortisierbaren Mehrkosten werden aufgrund der gemeldeten Nettoproduktion, des aktuellen Preisszenarios und des aktuellen kalkulatorischen Zinssatzes neu berechnet.</p> <p>3 Gestützt auf das Ergebnis der Prüfung nach Absatz 1 und die Berechnung nach Absatz 2 wird die definitive Höhe des Investitionsbeitrags festgesetzt.</p> <p>4 Ist die Nettoproduktion kleiner als die im Gesuch ausgewiesene Produktion beziehungsweise Mehrproduktion, kann der Investitionsbeitrag angemessen gekürzt werden.</p>	<p>2 Die nicht amortisierbaren Mehrkosten werden aufgrund der <u>definitiven anrechenbaren Investitionskosten</u> der gemeldeten durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion, des aktuellen Preisszenarios und des aktuellen kalkulatorischen Zinssatzes neu berechnet.</p>	<p>Zu Abs. 2: Die Aktualisierung des Preisszenarios und des Zinssatzes führt in Anbetracht der verbleibenden Nutzungsdauer nicht zu besseren Abschätzungen, sondern lediglich zu mehr Aufwand. Zu aktualisieren sind lediglich die tatsächlich anrechenbaren Investitionskosten.</p> <p>Die Formulierung gemäss dem Entwurf bringt zum Zeitpunkt des Investitionsentscheids für den Investor grosse Unsicherheiten, da sich der Investitionsbeitrag aufgrund von nicht beeinflussbaren Faktoren und unklaren Annahmen (Preisszenarios, Zinssatz) noch verändern kann.</p>
<p>Art. 85 Gestaffelte Auszahlung des Investitionsbeitrags</p> <p>1 Der Investitionsbeitrag wird in mehreren Tranchen ausbezahlt.</p> <p>2 Das BFE setzt den Zeitpunkt für die Auszahlung der einzelnen Tranchen und die Höhe der pro Tranche auszahlenden Beträge einzelfallweise in der Zusicherung nach Artikel 80 fest (Zahlungsplan).</p> <p>3 Dabei darf die erste Tranche frühestens bei Baubeginn ausbezahlt werden. Wurde nach Artikel 36 ein früherer Baubeginn bewilligt, erfolgt die erste Auszahlung frühestens, wenn eine Zusicherung nach Artikel 80 vorliegt.</p> <p>4 Die letzte Tranche darf erst nach der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags ausbezahlt werden. Bis dahin dürfen maximal 80 Prozent des in der Zusicherung nach Artikel 80 festgesetzten Höchstbetrags ausbezahlt werden.</p>	<p>4 Die letzte Tranche darf erst <u>muss</u> nach der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags ausbezahlt werden. Bis dahin dürfen maximal 80 Prozent des in der Zusicherung nach Artikel 80 festgesetzten Höchstbetrags ausbezahlt werden.</p>	

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>5. Abschnitt: Bemessungskriterien</p>		
<p>Art. 86 Anrechenbare Investitionskosten Anrechenbar sind sinngemäss die Investitionskosten nach Artikel 65.</p>		
<p>Art. 87 Nicht anrechenbare Kosten Nicht anrechenbar sind insbesondere Kosten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die vor der Zusicherung dem Grundsatz nach oder der Erlaubnis zum vorzeitigen Baubeginn des BFE zur Erstellung von Anlagenteilen angefallen sind; b. für Anlagenteile zur thermischen Behandlung von Abfällen; c. für Anlagenteile zur Behandlung von Abwässern; d. für Anlagenteile zur Aufbereitung von Brennstoffen oder für den Betrieb eines Fernwärmenetzes. 		
<p>Art. 88 Kapitalisierte Gestehungskosten</p> <p>1 Die Gestehungskosten setzen sich zusammen aus den:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. anrechenbaren Investitionskosten; b. Kosten für den Anlagenbetrieb, den Unterhalt sowie den übrigen Betriebskosten; c. Reinvestitionen; d. Kapitalkosten. <p>2 Die Kosten nach Absatz 1 Buchstabe b werden mit insgesamt jährlich 2 Prozent der Investitionskosten angerechnet.</p> <p>3 Die Kapitalkosten berechnen sich aus der Multiplikation des betriebsnotwendigen Kapitals mit dem kalkulatorischen Zinssatz nach Artikel 91.</p> <p>4 Zu erwartende Erlöse, namentlich aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen, sind von den Kosten abzuziehen.</p> <p>5 Bei Holzkraftwerken von regionaler Bedeutung werden zudem die direkten Steuern sowie die Energiekosten abzüglich der Erlöse aus dem Wärmeverkauf als wiederkehrende Kosten berücksichtigt.</p>	<p><u>e. direkten Steuern.</u></p> <p>5 <i>Streichen</i></p>	<p>Zu Abs. 1 lit. e: Die direkten Steuern sind ebenfalls Teil der Gestehungskosten. Sie müssen für alle Technologien berücksichtigt werden, nicht nur wie in Abs. 5 vorgesehen bei den Holzkraftwerken.</p> <p>Zu Abs. 5: Die direkten Steuern sind für alle Biomasseanlagen Teil der Gestehungskosten und entsprechend in Absatz 1 zu regeln. Es ist nicht angebracht Holzkraftwerke anders zu behandeln als die übrigen Biomasseanlagen. Auch andere Biomasseanlagen verfügen über einen Wärmeverkauf. Die Holzkraftwerke würden durch diese Regelung gegenüber anderen Biomasseanlagen abgewertet.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>6 Die Gestehungskosten berechnen sich über die verbleibende Nutzungsdauer (Art. 92). Sie sind jährlich als absolute Beträge der anfallenden Kosten auszuweisen.</p> <p>7 Sie werden mit dem kalkulatorischen Zinssatz gemäss Artikel 91 kapitalisiert.</p>	<p><i>Im Übrigen ist der Artikel analog Art. 67 anzupassen.</i></p>	
<p>Art. 89 Erzielbarer kapitalisierter Marktpreis und erzielbarer Markterlös</p> <p>1 Der erzielbare kapitalisierte Marktpreis berechnet sich gestützt auf das Preisszenario nach Absatz 2 und auf den kalkulatorischen Zinssatz gemäss Artikel 91.</p> <p>2 Das BFE erstellt das Preisszenario auf stündlicher Basis, aktualisiert es jährlich und stellt es den Betreibern zur Verfügung.</p> <p>3 Der erzielbare Markterlös berechnet sich für jedes Jahr der verbleibenden Nutzungsdauer aus dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis, multipliziert mit der erwarteten Nettoproduktion.</p>	<p><i>Der Artikel ist analog Art. 68 anzupassen.</i></p>	
<p>Art. 90 Nicht amortisierbare Mehrkosten</p> <p>Die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten gemäss Artikel 29 Absatz 2 EnG richtet sich sinngemäss nach Artikel 69.</p>		
<p>Art. 91 Kalkulatorischer Zinssatz</p> <p>Für die Berechnung und Bekanntgabe des kalkulatorischen Zinssatzes ist Artikel 70 sinngemäss anwendbar.</p>		
<p>Art. 92 Verbleibende Nutzungsdauer</p> <p>Zur Bestimmung der verbleibenden Nutzungsdauer wird auf die Nutzungsdauer des neu eingebauten Bestandteils abgestellt, der die längste Nutzungsdauer gemäss der Nutzungsdauertabelle in Anhang 2.3 aufweist.</p>		
<p>7. Kapitel: Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen</p>		
<p>Art. 93 Einzelheiten zur Anspruchsberechtigung</p> <p>1 Die Marktprämie steht den Marktprämienberechtigten nicht nur für Grosswasserkraftanlagen zu, die alleine eine Leis-</p>		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>tung von mehr als 10 MW aufweisen, sondern auch für einen Anlagenverbund, wenn bei diesem alle Einzelanlagen hydraulisch verknüpft, gemeinsam optimiert und die Gesteungskosten insgesamt nicht gedeckt sind.</p> <p>2 Es liegt keine Verschiebung des Risikos hin zu einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Artikel 30 Absatz 2 EnG vor, nicht gedeckte Gesteungskosten tragen zu müssen, wenn der Elektrizitätsbezug auf Verträgen beruht, deren Laufdauer weniger als drei Jahre beträgt oder die seit dem 1. Januar 2016 abgeschlossen wurden. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen hat keinen Anspruch auf Marktprämie.</p> <p>3 Für einen Eigner, der kein Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist, aber aufgrund von solchen Verträgen Elektrizität bezieht, gilt Absatz 2 sinngemäss.</p>		<p>Zu Abs. 2: Evtl. präzisieren (Doppelverneinung schwer verständlich)</p>
<p>Art. 94 Markterlös</p> <p>1 Ertragsseitig wird nur der Erlös berücksichtigt, der aus dem Verkauf von Elektrizität am Markt stammt (Markterlös). Nicht berücksichtigt werden übrige Erträge, insbesondere Erlöse für Systemdienstleistungen und Herkunftsnachweise.</p> <p>2 Der Markterlös wird auf der Basis des Marktpreises für jede Grosswasserkraftanlage einzeln, anhand des mit ihr stündlich gefahrenen Profils, ermittelt. Bei Anlagen, deren Elektrizität an mehrere Marktprämienberechtigte geht, ist für diese das ihrem Anteil entsprechende und für sie gefahrene Profil massgebend.</p> <p>3 Als Marktpreis gilt, auch für ausserbörsliche gehandelte Elektrizität, der stündliche Spotpreis für die Preiszone Schweiz, umgerechnet zu einem Monatskurs in Schweizerfranken.</p> <p>4 Bei einer Anlage im Einspeisevergütungssystem gilt der Vergütungssatz, der dem Anteil der Anlage am Anlagenverbund (Art. 93 Abs. 1) entspricht, als Markterlös.</p>	<p>1 Ertragsseitig wird nur der Erlös berücksichtigt, der aus dem Verkauf von Elektrizität, <u>Herkunftsnachweisen und anderen Zertifikaten</u> am Markt stammt (Markterlös). Nicht berücksichtigt werden übrige Erträge, insbesondere <u>sowie</u> Erlöse für Systemdienstleistungen <u>berücksichtigt</u> und <u>Herkunftsnachweise</u>.</p> <p>2 Der Markterlös wird auf der Basis des Marktpreises für jede Grosswasserkraftanlage einzeln, anhand des mit ihr stündlich gefahrenen Profils, ermittelt. Bei Anlagen, deren Elektrizität an mehrere Marktprämienberechtigte geht, ist für diese das <u>von ihnen gemeldete</u> ihrem Anteil entsprechende und für sie gefahrene Profil massgebend.</p>	<p>Zu Abs. 1: Sämtliche Erlöse und sämtliche Kosten sind zu berücksichtigen. Ex post sind die Erlöse aus Systemdienstleistungen gut ermittelbar.</p> <p>Zu Abs. 2: Es können Unterschiede bestehen, zwischen dem Kraftwerkeinsatzplan, die die Partner dem Betreiber der Partneranlage melden, und dem tatsächlich gefahrenen Programm der Produktionsanlage (Kraftwerkoptimierung des betriebsführenden Unternehmens). Es ist zu präzisieren, welches Profil gemeldet werden soll. Für den Markterlös ist das von den Partnerunternehmen gemeldete Profil relevant.</p>
<p>Art. 95 Gesteigungs- und andere Kosten</p> <p>1 Als Gesteigungskosten werden nur die für eine effiziente Produktion unmittelbar nötigen Betriebs- und kalkulatorischen Kapitalkosten berücksichtigt. Nicht berücksichtigt</p>	<p>1 Als Gesteigungskosten werden nur die für eine effiziente Produktion unmittelbar <u>nötigen Betriebskosten, Abgaben, Steuern und andere Konzessionsleistungen</u> und kalkulatorischen Kapitalkosten berücksichtigt.</p>	<p>Zu Abs. 1 und 1^{bis}: Es sind sämtliche Kosten für die Bereitstellung des marktfähigen Produktes zu berücksichtigen. Kosten für Energieverwertung und zentralisierte Funktionen fallen durch den</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>werden andere Kosten, insbesondere Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen und Gewinnsteuern, sofern tatsächlich kein Gewinn vorliegt, die Steuer aber trotzdem, aufgrund einer Abmachung und gewinnunabhängig, fix geschuldet ist.</p> <p>2 Für die Kapitalkosten ist der kalkulatorische Zinssatz nach Artikel 70 massgebend.</p> <p>3 Im Übrigen kann das BFE das Nähere zu den Betriebs- und Kapitalkosten, einschliesslich der Abschreibung, in einer Richtlinie festlegen. Es kann mit der Richtlinie oder im Einzelfall auch speziell begründete Kosten zur Anrechnung zulassen.</p> <p>4 Stammt die Elektrizität aus einer Grosswasserkraftanlage, für die der Betreiber einen Investitionsbeitrag nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe b EnG erhalten hat, so verringern sich die Abschreibung und die Verzinsung entsprechend.</p>	<p>rischen Kapitalkosten und Opportunitätskosten für die <u>SDL-Erbringung</u> berücksichtigt. <u>Nicht berücksichtigt werden andere Kosten, insbesondere Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen und Gewinnsteuern, sofern tatsächlich kein Gewinn vorliegt, die Steuer aber trotzdem, aufgrund einer Abmachung und gewinnunabhängig, fix geschuldet ist. Dazu gehören insbesondere auch die Kosten für Energieverwertung und zentralisierte Funktionen sowie kalkulatorische Steuern.</u></p> <p><u>1^{bis} Die Kosten für Energieverwertung und zentralisierte Funktionen werden pauschal mit 8 CHF pro MWh Nettoproduktion angerechnet.</u></p> <p>3 Im Übrigen kann das BFE <u>auf Vorschlag der Strombranche</u> das Nähere zu den Betriebs- und Kapitalkosten, einschliesslich der Abschreibung, in einer Richtlinie festlegen. Es kann mit der Richtlinie oder im Einzelfall auch speziell begründete Kosten zur Anrechnung zulassen.</p>	<p>flexiblen Einsatz sowie die effiziente Bündelung von Arbeiten an, auch wenn keine oder nur wenig Systemdienstleistungen erbracht werden.</p> <p>Die 8 CHF/MWh haben sich in mehrfacher Anwendung (Restwassersanierung, Partnerwerkbesteuerung) branchenweit erhöht.</p> <p>Kalkulatorische Steuern werden auch bei den Investitionsbeiträgen verwendet und sind gemäss ECom bei der Anrechnung der Gestehungskosten zulässig.</p> <p>Die Begrifflichkeiten sind innerhalb der Verordnung zu vereinheitlichen. So ist grundsätzlich unklar, was die Betriebskosten alles beinhalten auch gerade im Vergleich zu Art. 67 Abs. 1.</p> <p>Zu Abs. 3: Es soll bei der Ermittlung der Betriebs- und Kapitalkosten auf das erprobte Subsidiaritätsprinzip abgestellt werden.</p>
<p>Art. 96 Grundversorgungsabzug</p> <p>1 Die Marktprämienberechtigten, die mit der Grundversorgung betraut sind, müssen für die Berechnung des rechnerischen Grundversorgungsabzugs (Art. 31 Abs. 1 EnG) ihr gesamtes Absatzpotenzial in der Grundversorgung einbeziehen.</p> <p>2 Statt dieses Abzugs können sie einen bereinigten Grundversorgungsabzug zur Anwendung bringen (Art. 31 Abs. 2 EnG). Diesen bilden sie, indem sie den ersteren Abzug um die Elektrizität aus anderen erneuerbaren Energien, die sie in ihrer Grundversorgung verkaufen (Erneuerbaren-Menge), reduzieren. Nicht zulässig ist eine solche Reduktion, wenn es sich um Elektrizität handelt, die</p> <p>a. im Einspeisevergütungssystem oder anderweitig unterstützt wird;</p> <p>b. nicht aus eigenen Anlagen stammt, es sei denn der Bezug beruhe auf langjährigen und vor dem 1. Januar 2016 abgeschlossenen Verträgen.</p>		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>3 Wer Elektrizität aus mehreren Grosswasserkraftanlagen im Portfolio hat, darf keine mengengewichtete Mittelung der nicht gedeckten Gesteungskosten vornehmen. Die Marktprämie steht den Berechtigten stattdessen pro Anlage im Umfang ihrer Marktprämienquote zu. Diese ermittelt sich als Quotient aus:</p> <p>a. der Differenz der gesamten Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen mit nicht gedeckten Gesteungskosten im Portfolio und dem angewandten Grundversorgungsabzug (Abs. 1 oder Abs. 2); und</p> <p>b. der gesamten Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen mit nicht gedeckten Gesteungskosten im Portfolio.</p> <p>4 Würde ein Marktprämienberechtigter mit der so berechneten Marktprämie und den Verkäufen von Elektrizität aus den betreffenden Anlagen in der Grundversorgung insgesamt mehr erhalten, als zur Deckung der Gesteungskosten nötig ist, so reduziert sich die Marktprämie bis zum Betrag, bei dem diese Deckung insgesamt erreicht wird.</p>	<p><u>2^{bis} Marktprämienberechtigte, die mit der Grundversorgung betraut sind, dürfen die für den Grundversorgungsabzug ermittelte Menge vollständig in der Grundversorgung zu Gesteungskosten absetzen.</u></p> <p>3 Wer Elektrizität aus mehreren Grosswasserkraftanlagen im Portfolio hat, darf Unternehmen, die Elektrizität aus mehreren marktprämienberechtigten Grosswasserkraftanlagen erzeugen, dürfen keine mengengewichtete Mittelung der nicht gedeckten Gesteungskosten vornehmen. Die Marktprämie steht den Berechtigten stattdessen pro Anlage im Umfang ihrer Marktprämienquote zu. Diese ermittelt sich als Quotient aus:</p> <p>a der Differenz der gesamten Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen mit nicht gedeckten Gesteungskosten im Portfolio und dem angewandten Grundversorgungsabzug (Abs. 1 oder Abs. 2); und</p> <p>b. der gesamten Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen mit nicht gedeckten Gesteungskosten im Portfolio</p>	<p>Zu Abs. 2^{bis}: Präzisierung.</p> <p>Zu Abs. 3: Präzisierung, da der Begriff Portfolio nicht definiert ist. Im Verfassungsartikel sind die marktprämienberechtigten Anlagen gemeint.</p>
<p>Art. 97 Unternehmensbetrachtung in Fällen mit Grundversorgung</p> <p>1 Ist ein Unternehmen marktprämienberechtigt, das Teil eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens ist, dessen Sparten, insbesondere Produktion, Netzbetrieb und Grundversorgung, in rechtlich eigenständige Einheiten unterteilt ist, so muss es sich das Grundversorgungspotenzial der anderen Einheiten anrechnen lassen.</p> <p>2 Rechtlich eigenständige Einheiten, die eine Sparte eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens bilden, dürfen die Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen auch dann zu Gesteungskosten in der Grundversorgung verkaufen (Art. 31 Abs. 2 EnG), wenn nicht sie selbst, sondern eine andere Einheit des Unternehmens marktprämien-berechtigt ist. Wer mit einem Marktprämienberechtigten nicht auf diese Weise verbunden ist, sondern zum Beispiel nur durch Konzernzugehörigkeit, hat dieses Recht nicht.</p>	<p>1 <i>Streichen</i></p> <p>2 <i>Streichen</i></p> <p>Neuformulierung:</p>	<p>Abs. 1 und 2 sind zu streichen und stattdessen ist eine neue Formulierung vorsehen.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
	<p><u>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.</u></p> <p><u>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).</u></p>	<p>Hier ist auf StromVG und StromVV zu verweisen, da dort das Recht auf Energielieferung zu Gestehungskosten geregelt ist. Sonst droht eine unterschiedliche Praxis. Zudem ist der Begriff «Sparte» unklar und sollte nicht verwendet werden.</p>
<p>Art. 98 Gesuch</p> <p>1 Die Marktprämienberechtigten müssen ihr Gesuch bis zum 31. Mai des Jahres, das auf dasjenige folgt, für das sie um die Marktprämie ersuchen, beim BFE einreichen.</p> <p>2 Das Gesuch muss die gesamte berechtigende Elektrizität im Portfolio umfassen und ausweisen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. aus welchen Anlagen wieviel davon stammt; b. die stündlich gefahrenen Profile pro Anlage; c. die anrechenbaren Kosten pro Anlage, gestützt auf einen Jahresabschluss; d. bei einer allfälligen Anlage im Einspeisevergütungssystem: deren Anteil Produktion am Anlagenverbund, einschliesslich des stündlich gefahrenen Profils; e. die Marktprämienberechtigung. <p>3 In den Fällen mit Grundversorgung weisen die Marktprämienberechtigten, die mit der Grundversorgung betraut sind, nötigenfalls unterstützt durch die mit ihnen verbundenen Unternehmenseinheiten, ausserdem aus:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. das Grundversorgungspotenzial; b. den angewandten Grundversorgungsabzug (Art. 96 Abs. 1 oder 2); c. die Erneuerbaren-Menge (Art. 96 Abs. 2); d. den effektiven Grundversorgungsabsatz pro Anlage; e. bei mehreren Anlagen: Angaben dazu, wie sich die Erlöse aus der Grundversorgung zusammen mit der Marktprämie auf die Deckung der Gestehungskosten auswirkt (Art. 96 Abs. 4). 		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>4 Die Anlagebetreiber schlüsseln für die mit ihnen verbundenen Marktprämienberechtigten rechtzeitig auf, welche Anteile ihrer Produktion an wen gingen. Die Marktprämienberechtigten reichen diese Aufschlüsselung zusammen mit dem Gesuch ein. Sie müssen dem BFE auf Verlangen, auch nach Abschluss des Verfahrens, Einsicht in die Betriebsdaten der Anlage gewähren und marktprämienrelevante Unterlagen einreichen. Die Eigner, Anlagebetreiber und verbundenen Unternehmenseinheiten unterstützen sie dabei. Das BFE kann sich nötigenfalls direkt an diese Akteure halten.</p>		
<p>Art. 99 Verfahren beim BFE</p> <p>1 Das BFE kann in der Verfügung, in der es die Marktprämie festlegt, nötigenfalls einen Vorbehalt für eine nachträgliche Korrektur machen.</p> <p>2 Reichen die Mittel für ein Jahr insgesamt nicht aus (Art. 38 Abs. 2 EnV), so kürzt es die Marktprämie jedes Marktprämienempfängers um den gleichen Prozentsatz. Kürzt es die Prämie nicht schon mit der anfänglichen Verfügung, sondern korrigiert es sie nachträglich, zum Beispiel nach dem Abschluss anderer Fälle, so tut es dies auch mit Verfügung.</p> <p>3 Es zahlt die Marktprämien möglichst im Jahr der Gesuchseinreichung aus, nötigenfalls mit einem einstweiligen teilweisen Rückbehalt des Geldes.</p> <p>4 Die EICom unterstützt das BFE beim Vollzug, insbesondere indem es die bei ihr verfügbaren Daten zur Grundversorgung liefert. Sie kontrolliert in Koordination mit dem BFE unter anderem, ob die Marktprämienberechtigten die Elektrizität, für die sie die Marktprämie erhalten, nicht auch in der Grundversorgung verkaufen. Das BFE unterstützt diese Kontrolle mit den nötigen Daten, soweit es darüber verfügt.</p>	<p>4 Die EICom unterstützt das BFE beim Vollzug, insbesondere indem es sie die bei ihr verfügbaren Daten zur Grundversorgung liefert. Sie kontrolliert in Koordination mit dem BFE unter anderem, ob die Marktprämienberechtigten die Elektrizität, für die sie die Marktprämie erhalten, nicht auch in der Grundversorgung verkaufen. Das BFE unterstützt diese Kontrolle mit den nötigen Daten, soweit es darüber verfügt.</p>	<p>Zu Abs. 4: Eine Datenlieferung der EICom an das BFE ist für die Kontrolle nicht notwendig und damit unbegründet. Es ist ausreichend, wenn das BFE die Gesuche in geeigneter Form der EICom unterbreitet, die EICom die Prüfung anhand ihrer Daten aus den Kostendeklarationen vornimmt und das Resultat der Prüfung dem BFE meldet. Die Kostendeklarationen der Unternehmen sind grundsätzlich Unternehmensgeheimnisse und schützenswert.</p>
<p>Art. 100 Rückforderungen</p> <p>1 Das BFE kann im Nachhinein Überprüfungen vornehmen. Marktprämienempfänger, Eigner und verbundene Unternehmenseinheiten müssen dem BFE auf Verlangen die nötigen Informationen und Unterlagen zur Verfügung stellen.</p> <p>2 Ergibt sich aus den Überprüfungen, dass jemand insbesondere wegen falscher Angaben zu Unrecht eine Marktprämie oder eine zu hohe Marktprämie erhalten hat, so fordert das BFE bis fünf Jahre ab der letzten Auszahlung die zu viel erhaltene Marktprämie aller Jahre zurück (Art. 30 Abs. 3 Subventionsgesetz vom 5. Oktober 1990).</p>		

Energieförderungsverordnung EnFV

Entwurf vom 1.2.2017	Antrag	Bemerkung
<p>8. Kapitel: Auswertung, Publikation, Auskünfte, Weitergabe von Daten an die Oberzolldirektion, Kontrolle und Massnahmen</p>		
<p>Art. 101 Auswertung</p> <p>1 Das BFE wertet Daten über Projekte und Anlagen aus, für die eine Förderung nach dieser Verordnung beantragt wurde, zur Planung der aus dem Netzzuschlagsfonds zur Verfügung stehenden Mittel und zur Überprüfung der Wirksamkeit der Förderinstrumente.</p> <p>2 Dazu kann es sämtliche im Gesuch, in allfälligen Projektfortschrittmeldungen und in der Inbetriebnahmemeldung gemachten Angaben verwenden.</p> <p>3 Es kann zudem die Menge der produzierten Elektrizität, die Höhe der bezahlten Förderbeiträge sowie die Höhe der Vollzugskosten für seine Auswertungen verwenden.</p> <p>4 Es kann die Ergebnisse der Auswertungen publizieren.</p> <p>5 Die Vollzugsstelle stellt dem BFE die für die Auswertungen notwendigen Daten monatlich oder auf Anfrage zur Verfügung.</p>		
<p>Art. 102 Publikation</p> <p>1 Das BFE publiziert unabhängig von der Grösse einer Anlage folgende Angaben zu den Anlagen, für die nach dieser Verordnung eine Förderung entrichtet wird:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Namen oder die Firma des Betreibers sowie den Standort der Anlage; b. den verwendeten Energieträger; c. die Anlagenkategorie und den Anlagentyp; d. die Leistung vor und nach der Investition; e. die Höhe des Förderbeitrags; f. das Gesuchsdatum; g. das Inbetriebnahmedatum. <p>2 Zu den Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen, publiziert es zusätzlich die Menge der vergüteten Elektrizität und die Vergütungsdauer.</p> <p>3 Hinsichtlich der Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen publiziert es den Namen oder die Firma der Marktprämienempfänger und pro solchen Empfänger:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Gesamthöhe der Marktprämie; b. die Anzahl Anlagen, für die er die Marktprämie erhält; c. die im Zusammenhang mit der Marktprämie in der Grundversorgung verkaufte Menge an Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen. 		