

energiestrategie@bfe.admin.ch

act Cleantech Agentur Schweiz
Mühlegasse 29
CH-8001 Zürich

T +41 58 750 05 00
F +41 58 750 05 01
www.act-schweiz.ch

Ihr Ansprechpartner:
Andreas Rothen
Tel. +41 58 750 05 00
a.rothen@act-schweiz.ch

Zürich, 04.05.2017

Stellungnahme zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050

Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Möglichkeit zur Stellungnahme, wir nutzen diese gerne für den Teil betreffend Totalrevision der Energieverordnung. act unterstützt generell die vorliegende Version der Energieverordnung, möchte jedoch zu folgenden Artikeln noch detailliert Stellung nehmen:

- EnV Art. 41 Zielvereinbarung: Wir erachten den Abschluss einer Zielvereinbarung mit dem Bund als wichtig. Dadurch kann von vergleichbarer Qualität bei allen Zielvereinbarungen ausgegangen werden. Die Erhöhung der Energieeffizienz linear auszugestalten ist richtig, im Zuge von Anpassungen des Zielpfades soll dieser aufgrund der veränderten Steigung desselben jedoch davon abweichen können. Wir befürworten die Streichung der Investitionspflicht der Rückerstattung in unwirtschaftliche Massnahmen sowie der fristgerechten Berichterstattung und begrüssen bei letzterem die gewonnene Flexibilität für Härtefälle.
- EnV Art. 42 Berichterstattung: Die Festsetzung des 31. Mai als Deadline für den Bericht über die Umsetzung der Zielvereinbarung ist grundsätzlich sinnvoll. Unternehmen ohne Rückerstattung der CO₂-Abgabe resp. Befreiung des Netzzuschlages sollten jedoch die Möglichkeit haben, diese Frist in begründeten Fällen (z.B. aufgrund saisonaler Tätigkeit) zu verlängern.

Gerne stehen wir Ihnen bei Fragen zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Andreas Rothen
Geschäftsführer



Simon Bieri
Leiter Sales / Mitglied der Geschäftsleitung

ADEV Energiegenossenschaft 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, gibt es doch wichtige Impulse für die Energiewende, die die ADEV als Genossenschaftunternehmens-Gruppe seit über 30 Jahren propagiert und vorlebt.

Allerdings möchten wir festhalten, dass die zusätzlichen Verordnungen EnFV und EnEV die Veradministrierung vorantreiben, kompliziert sind und sich teilweise widersprechen. Weiter sind rückwirkende Änderungen der Förderung der alten EnV staatspolitisch fragwürdig und stellen die Rechtssicherheit in Frage. Im neuen EnG sind zwar in den Schlussbestimmungen Art.72 rückwirkende Klauseln angedacht. Damit widerspricht das neue Gesetz aber dem heutigen Gesetz insbesondere bei den Vergütungspreisen, welche zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme festgesetzt werden gemäss heutigem Recht, unabhängig ob eine Anlage einen positiven KEV-Bescheid hat, oder einen KEV Wartelistenbescheid hat. Wir hoffen sehr, dass diese vorgeschlagenen rückwirkenden Klauseln nun in der Verordnung so formuliert werden, dass die Rechtssicherheit bestehen bleibt.

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. 1bis Anschlussleistung

„Bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.“ Diese Anschlussleistung ist nicht zweckmässig. Diese sollte so gewählt werden, dass die Haushalte inkl. EFH abgebildet werden. Einerseits sind schon heute diese Anschlussleistungen höher bei 30 kVA und andererseits im Hinblick auf vermehrten Einsatz von WP's und Elektromobilität sollten sie höher festgelegt werden.

Änderungsantrag: Die Anschlussleistung ist daher mindestens auf 50 kVA oder höher zu begrenzen für die erste Kundengruppe.

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 Regelenergie verkaufen, erhalten für diese Elektrizität ~~keine~~ eine zusätzliche Vergütung nach den Artikeln 15 und 19 EnG.

Art. 31e Übergangsbestimmung Messkosten

Wir sind mit der Übergangsbestimmung einverstanden. Jedoch sind die Messkosten zu begrenzen auf maximal CHF 300.-pro Jahr für Anlagen über 30 kVA und auf max. CHF 100.- pro Jahr für Anlagen unter 30 kVA. Bereits in der Empfehlung des BFE, welche zwischen 2010 und 2016 gültig war, wurden maximale Mess- und Messbetriebskosten von CHF 600.- pro Jahr festgelegt. Heute sind diese Kosten deutlich tiefer.

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. 9 Windkraftanlagen von nationalem Interesse

Der vorgesehene Grenzwert von 10GWh ist eher hoch gewählt. Wir haben in St. Brais einen Windpark im Jahr 2009 realisiert mit 2 Windturbinen, die 7 GWh produzieren und den Verbrauch aller Haushalte zwischen Glovelier und Saignelegier abdecken. Diese Anlagen hatten keine Opposition und könnten auch als im nationalen Interesse liegend, beurteilt werden. Hauptargument dürfte sein, dass sich eine ganze Region selbst mit Strom versorgt. Heutige Windanlagen sind eher etwas grösser. Daher können wir einem Wert von 10 GWh zustimmen.

Eine Erhöhung hätte auch gravierende Folgen für die Akzeptanz in der Bevölkerung. An einem Standort können nun zuerst nur 2 Windanlagen gebaut werden und bei Akzeptanz vor Ort den Windpark ausgebaut werden. Gerade beim grössten Windpark in der Schweiz auf dem Mont Crosin wurden erst 4 Anlagen installiert und dann über 20 Jahre den Park auf 16 Anlagen erweitert. Dieses erfolgreiche Vorgehen wird nun gesetzlich aufgenommen.

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 Abs3a 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 Einspeiseprämiensystem, 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)

Art. 15 Ort der Produktion

Diese Lösung entspricht dem Zweckartikel 1 des Energiegesetzes, wonach eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sichergestellt werden muss. Parallelnetze sind zu vermeiden, vorhandene Netze sind technisch und wirtschaftlich optimal zu nutzen. Im folgenden Änderungsantrag sollen daher auch die Teile des Verteilnetzbetreibers beansprucht werden dürfen, damit keine Parallelnetze entstehen.

Änderungsantrag:

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.~~ Das Verteilnetz des Netzbetreibers kann durch die Eigenverbrauchsgemeinschaft nur in Anspruch genommen werden, sofern dadurch der Aufbau eines Parallelnetzes verhindert werden kann. Die Netznutzung ist kostenorientiert zu vereinbaren.

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Eine Regelung als Voraussetzung zu einem neuen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch begrüßen wir, aber er sollte unter 10% sein. Viele alte Industrieareale wurden in den letzten Jahren stromtechnisch teilweise stark auf gesplittet für die Einmietung kleiner Unternehmen oder Loftwohnungen und für die dafür nötige individuelle Abrechnung direkt durch den Netzbetreiber. Wenn sich nun dort diese kleinen Einheiten zusammenschliessen wollen für den Eigenverbrauch aber nur eine kleine Dachfläche für die Solarstromerzeugung zur Verfügung steht, sollte eine Eigenverbrauchsgemeinschaft dadurch nicht verhindert werden.

Wir gehen davon aus, dass bei Grossverbrauchern der Eigenverbrauch immer zulässig ist, auch wenn 10% der maximalen Netzanschlusskapazität nicht erreicht wird. Auch kann sich hier ein kleines Unternehmen einmieten, das eine kleine PV-Anlage betreibt. Im Verhältnis zum Grossverbraucheranschluss wird dies weit unter 10% liegen. Dennoch macht der Eigenverbrauch hier Sinn!

Beispiele zu Eigenverbrauch bei Grossverbraucher:

Industrieareal RUAG, Emmen

Gesamtenergieverbrauch pro Jahr am Netzanschlusspunkt: 10.7 Mio. kWh, Anschlussleistung Areal rund 8 MW, 450 kWp Leistung PV auf einem Dach: 400'000kWh/a
Eigenverbrauchsanteil: 3.7% beim Verbrauch und rund **6%** auf die Leistung bezogen

Spital Balgrist, Zürich

Gesamtenergieverbrauch pro Jahr: 4.6 Mio. kWh, Anschlussleistung rund 1.6 MW
130 kWp Leistung PV auf 2 Dächern: 124'000kWh/a
Eigenverbrauchsanteil: 2.7% beim Verbrauch und rund **8%** auf die Leistung bezogen

Änderungsantrag: 5% anstatt 10%

Art. 17 Abs. 1 Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern, Pächterinnen und Pächter

Warum will der Staat in diesem komplett freien Verhältnis Vorschriften erlassen? Wenn eine Partei einer Eigenverbrauchsgemeinschaft am Tag keinen Strom bezieht, sondern nur nachts, soll sie auch gleich viel PV-Strom vom Dach beziehen wie eine Partei, die am Tag zu Hause ist und nachts arbeitet? Eine solche Regelung zieht wieder viele weitere Regelungen nach sich. Wahrscheinlich ist dies physikalisch am besten zu erklären und regelt, aber sicher nicht mit einer solchen Regelung. Dies soll der Eigenverbrauchsgemeinschaft überlassen werden und wird dort kaum zu Streitigkeiten Anlass geben, da physikalisch und auch messtechnisch erklärbar.

Änderungsantrag Abs. 1: ersatzlos streichen

Art. 18 Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch

Der wirtschaftliche und netzdienliche Zubau dezentraler Energiespeicher ist eine Voraussetzung für den gelingenden Umbau des Energiesystems im Sinne der Energiestrategie 2050. Aus diesem Grund dürfen Speicher unabhängig von ihrer Auslegung und Technologie nicht diskriminiert werden. Der Einsatz von Speichern wird das Stromnetz entlasten. Dies muss durch Kostenanreize bei der Tarifgestaltung der Stromversorger sichergestellt werden und nicht durch Regulierung. Separate Messungen sind absolut überflüssig und nur kostentreibend. Speicher werden immer so betrieben, dass der Eigenverbrauch höher ist, bzw. sie werden ausschliesslich ökonomisch betrieben d.h. marktgerecht. Genau dies entlastet das Netz und ist somit im Sinne des sicheren Netzbetriebes. Die finanziell richtigen Anreize bei der Stromnetztarifierung muss und wird der Netzbetreiber aus marktwirtschaftlichen Gründen vorgeben. Hier kann, soll und darf der Markt spielen!

Änderungsantrag Abs. 1 ergänzen: *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. Grundsätzlich dürfen an Speicher keine strengeren technischen Anschlussanforderungen als an Endverbraucher und Produktionsanlagen gestellt werden.*

Änderungsantrag Abs. 2 und 3: *ersatzlos streichen. Extra-Stromzähler für Speicher sind absolut überflüssig, siehe Begründung oben.*

Art. 19 Verhältnis zum Netzbetreiber

Wir unterstützen ausdrücklich die Regelung in Artikel 19 sowie auch die 3monatige Frist für Wechsel von und in die Eigenverbrauchsgemeinschaft.

Absatz 5 unterstützen wir sehr. Damit kann eine geeichte Produktionsmessung nach StromVV einer Eigenproduktionsanlage ersatzlos gestrichen werden. Ein privater Stromproduktionszähler ist komplett ausreichend, da auch hier die Ungenauigkeit kaum höher wie 3% ist gegenüber einer geeichten Messung. Am Netzanschlusspunkt soll die Energierückspeisung geeicht gemessen werden und nicht bei der Produktionsanlage. Für statistische Zwecke ist diese Erhebung der Produktionsdaten komplett ausreichend.

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 ~~50~~ 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. 21 Abbau der Warteliste

Wir schliessen uns der Variante A an.

Begründung:

Der Imageschaden für die gesamte Energiestrategie und für die Solarbranche wäre bei Variante B enorm. Wer sich bis Ende 2013 angemeldet hat und bis Ende 2014 gebaut hat, konnte aufgrund der damals vorliegenden Informationen von BFE und Swissgrid davon ausgehen, dass er nach einer Wartefrist in den Genuss der KEV kommt. Auch heute ist die Gesetzeslage so, dass wenn der Strommarktpreis wieder steigt, der Eintritt in die KEV möglich erscheint. Aufgrund der Rechtssicherheit, dürfen diese Spielregeln nicht geändert werden.

Windenergie

Die Windenergie ist als einzige Technologie vollständig auf das Vergütungssystem angewiesen (keine Einmalvergütung oder Investitionsbeiträge und keine Möglichkeit, von Eigenverbrauchsregelung zu profitieren). Für die Windenergie besteht daher gemäss EnG Art. 38 ab 2024 keine Förderung mehr, während alle übrigen Technologien bis 2031 gefördert werden können. Dies ist speziell problematisch, da Windenergie mit zwei Drittel der Stromproduktion im Winterhalbjahr für die Versorgungssicherheit

von besonderer Bedeutung ist und weil die Projekte angesichts der langen Planungs- und Bewilligungsverfahren auf stabile Rahmenbedingungen angewiesen sind. Beim Abbau der Warteliste in Art. 21 ist diesem Umstand Rechnung zu tragen. Wir beantragen deshalb eine entsprechende Änderung von Abs. 3.

Aktuell verfügen über 500 bei der KEV angemeldete Windenergieanlagen über einen positiven Bescheid. Wir stellen jedoch fest, dass in einigen Regionen durch neue Restriktionen (u.a. betreffend Flugsicherheit und Rückzonungen) die kantonalen Planungen überarbeitet worden sind oder aktuell noch überarbeitet werden. D.h. die Kantone haben teilweise andere Standorte in die Richtplanung aufgenommen oder sind dabei, dies noch zu tun. Dadurch besteht in einigen Kantonen nur eine sehr beschränkte Übereinstimmung zwischen der kantonalen Planung und den positiven KEV-Bescheiden. Einige obsolet gewordene Projekte verfügen über positive Bescheide, während sich aussichtsreiche Standorte auf der Warteliste befinden. Eine Bereinigung in Zusammenarbeit mit den Kantonen würde es erlauben, die Warteliste abzubauen und die Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds besser zu bewirtschaften.

Wir beantragen daher, die positiven KEV-Bescheide in Zusammenarbeit mit den Kantonen zu überprüfen. Dabei soll es auch ermöglicht werden, positive Bescheide innerhalb der Kantone zu übertragen, um damit auf Änderungen der Richtplanung zu reagieren. Entsprechend müsste die Möglichkeit vorgesehen werden, in diesem Fall von Art. 25 abs. 2 c abzuweichen („Die Vollzugsstelle weist das Gesuch um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ab, wenn der Standort der Anlage gegenüber dem Antrag erheblich abweicht.“).

Änderungsantrag Abs. 3:

Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:

- a. Windenergieanlagen, für die die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde, entsprechend dem Einreichte Datum dieser Meldung,*
- b. Anlagen, für die die Inbetriebnahme Meldung oder die Projektfortschrittmeldung, beziehungsweise bei Kleinwasserkraftanlagen die zweite Projektfortschrittmeldung, vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde: entsprechend dem Einreichte Datum dieser Meldung,*
- c. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreichte Datum des Gesuchs.*

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. 29 Abs. 1 Bewirtschaftungsentgelt

Das Bewirtschaftungsentgelt muss so bemessen sein, dass nicht nur die Bilanzgruppen sondern auch unabhängige Vermarkter diese Aufgabe wahrnehmen können. Die Bewirtschaftungsentgelte sind sehr tief angesetzt, vor allem für Wasserkraft- und Biomasseanlagen. Die Erfahrungen von Direktvermarktern zeigen, dass mit statischen Preisen kaum ein Teil davon an die Betreiber zurückfließen wird. Damit können keine Anreize für Umsteiger ins Direktvermarktungsmodell geschaffen werden. Wir schlagen daher vor, dass diese Regelung flexibler aufgenommen wird und quartalsweise die Sätze festgelegt werden.

Im Weiteren sind Härtefälle zu regeln für den Schutz des Produzenten, siehe Vorschlag neuer Absatz 3.

Auch ist die Aufnahme des Vermarkters oder Direktvermarkters in Art 30 Abs. a und Art. 31 Abs.1 und Abs. 3 nach Bilanzgruppe einzufügen.

Änderungsantrag Abs. 1:

Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter, welcher 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;*
- b. ~~0,28~~ 0,33 Rappen bei Wasserkraftanlagen und Biomasseanlagen*
- c. 0,22 Rappen bei Biomasseanlagen*

c. die Bewirtschaftungsentgelte gemäss lit. a. und b. dieses Absatzes sind Richtwerte. Das BFE legt die Höhe der Bewirtschaftungsentgelte quartalsweise neu fest und publiziert diese. Dabei werden folgende Kostenpositionen separat ausgewiesen: Ausgleichsenergiekosten, Marge, Akquisitionskosten und Abwicklungsaufwand.

Änderungsantrag Abs. 2:

Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter, welcher 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 viertel-jährlich ein Bewirtschaftungsentgelt in der Höhe von:

- a. 0,38 Rappen bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;*
- b. ~~0,2~~ 0,25 Rappen bei Wasserkraftanlagen und bei Biomasseanlagen.*
- c. 0,15 Rappen bei Biomasseanlagen die Bewirtschaftungsentgelte gemäss a. und b. dieses Absatzes sind Richtwerte. Das BFE legt die Höhe der Bewirtschaftungsentgelte quartalsweise neu fest und publiziert diese. Dabei werden folgende Kostenpositionen separat ausgewiesen:*

Ausgleichsenergiekosten, Marge, Akquisitionskosten und Abwicklungsaufwand.

Änderungsantrag Neu Abs. 3:

In Härtefällen, insbesondere wenn eine Bilanzgruppe oder ein Direktvermarkter Konkurs anmelden muss, fällt ein Anlagenbetreiber automatisch ins Referenz-Marktpreissystem zurück bis er wieder einen neuen Vertrag mit einer Bilanzgruppe oder einem Direktvermarkter unterzeichnet hat. Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter ist verpflichtet, dies frühzeitig der Vollzugsstelle zu melden.

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 Prozent~~ 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.*

Art. 104 Weitergabe von Daten an die Oberzolldirektion

Die Hersteller von Treibstoffen benötigen eine Bewilligung der Oberzolldirektion OZD. Somit wird dieser Artikel überflüssig, da ja die OZD bereits alle diese Daten schon hat.

Änderungsantrag Art 104: *ersatzlos streichen*

Art. 105 Abs. 3 Kontrolle und Massnahmen

Dies ist in Art 6 Absatz 2 bereits geregelt.

Änderungsantrag Art 105 Abs. 3: *ersatzlos streichen*

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 projektiert 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 Tariffhöhe 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.*

Anhang 1.2 Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem

Für schon gebaute Anlagen soll mit der neuen EnV die Vergütung rückwirkend um rund 20% abgesenkt werden. Dieses Vorgehen verstösst gegen Treu und Glauben, gegen Bestandes Schutz und zerstört die Glaubwürdigkeit in unsere Gesetze. Die heutige Rechtslage, wenn die Anlage bereits heute in Betrieb ist und einen Wartelistenbescheid hat, ist wie folgt:

1. Kostendeckende Einspeisevergütung KEV muss „kostendeckend“ gemäss heutigem EnG/EnV sein. Eine nachträgliche Absenkung für Anlagen, die unter der alten Gesetzgebung in Betrieb genommen wurden, können somit nicht kostendeckend sein und sind somit rechtlich nicht zulässig.
2. Vergütungshöhe ist fix zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme.
3. Die Warteliste wird nach Eingang der Anmeldungen abgearbeitet d.h. ein positiver Bescheid ausgestellt.
4. Die Auszahlung erfolgt erst ab Ausstellung eines positiven Bescheids für die Restlaufzeit ab Inbetriebnahme.

Diese rückwirkende Absenkung wie auch schon die rückwirkende Regelung in Artikel 15 Abs. 2 (Wechsel von bestehenden Anlagen über 500 kW in Direktvermarktung), die unser Schweizerisches Fundament der Gesetzes-Verlässlichkeit in Frage stellen, lehnen wir ab. Die erneuerbare Energie darf auf keinen Fall dazu missbraucht werden, dass die Schweizerische Rechtssicherheit untergraben wird! Wir gehen davon aus, dass, wenn solche nachträglichen Verschlechterungen eingeführt werden, sich die Gerichte damit auseinandersetzen müssen.

Auch die vorgesehene Absenkung ab 1.1.2018 auf 11.0 Rp./kWh bei noch 15 Jahren Vergütungszeit für neue Anlagen ist kaum mehr „kostenorientiert“ gemäss neuem EnG Art 22 Vergütungssatz. Einerseits eine 20% Absenkung auf dem Tarif und zusätzlich noch eine 25% Absenkung auf der Vergütungszeit, entsprechen einer Absenkung von fast 50%! Können Markterhebungen für diese eklatante Absenkung vorgewiesen werden? Nach unseren Marktpreisen ist diese Absenkung auch nicht mehr kostenorientiert und ist unverhältnismässig gemäss Bundesverfassung Art. 5 „Grundsätze staatlichen Handelns“ Absatz 2 und widerspricht Treu und Glauben gemäss BV Art 5, Abs.3 und könnte daher ebenfalls die Gerichte beschäftigen.

Änderungsanträge:

- **Art. 2.2 Vergütungshöhen** sind so zu belassen, wie sie in der alten EnV gültig sind bis zur In-Kraftsetzung dieser neuen EnV (voraussichtlich 1.1.2018).
- **Art. 5 Übergangsbestimmungen** alle so ausgestalten, dass die Rechtssicherheit gewährt und nicht untergraben wird.


Stellungnahme zur HKSV

Art. 4 Abs. 1 Erfassung der Produktionsdaten

Wir begrüssen ausdrücklich den Absatz 1, wonach „die Produktionsdaten an der Messstelle oder an einem virtuellen Messpunkt erfasst werden“. Eine einzelne Produktionsmessung einer Anlage in einem Eigenverbrauchsnetz darf aber nicht mehr Pflicht sein, weil die HKN des Eigenverbrauchs ja gelöscht werden müssen. Eine Überschussmessung an der Schnittstelle zur Eigenverbrauchsgemeinschaft muss ausreichend sein. Die Differenz von Produktion zu Rückspeisung für statistische Zwecke kann über einen einfachen privaten Produktionszähler jeweils ermittelt und angegeben werden, gemäss EnV Art 19 Abs. 5. Für statistische Zwecke muss ein einfacher privater Produktionszähler hinter der offiziellen Überschuss-Messung völlig ausreichend sein, zumal die Abweichungen zwischen solchen elektrischen Einfachzählern und geeichten Messungen heute unter 3% liegen.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse
ADEV Energiegenossenschaft



Andreas Appenzeller
Vorsitzender der Geschäftsleitung



Bernhard Schmocker
Mitglied der Geschäftsleitung

AEE SUISSE • Falkenplatz 11 • Postfach • 3001 Bern

Per E-Mail an: bfe.admin.ch

Bern, den 27.04.2017

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

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns zu den oben folgenden Verordnungsänderungen zu äussern. In unserer Stellungnahme beziehen wir uns im Wesentlichen auf das Expertenwissen der verschiedenen Branchen, die unter dem Dach der AEE Suisse organisiert sind.

Änderungen der StromVV

Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch

Diese Formulierung hat keine gesetzliche Grundlage. Art. 17 Abs. 2 spezifiziert die Anforderungen gemäss Strom VG (Art.6 und 7). Netzbetreiber müssen entstehende Kosten allfälliger Netzverstärkungen (Mikrogrids) auf Eigenverbrauchsgemeinschaften übertragen können.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Ein Netzbetreiber kann einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Artikel 17 oder 18 des Energiegesetzes vom 30. September 2016² (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.</p> <p>² Werden im Zusammenhang mit dem</p>	<p><i>ersatzlos streichen</i></p>

Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bestehende Anschlussanlagen nicht mehr genutzt, so werden deren verbleibende Kapitalkosten vom Zusammenschluss abgegolten. Werden bestehende Anschlussanlagen nur noch teilweise genutzt, so gilt eine anteilmässige Abgeltungspflicht.

Art. 7 Abs. 3 Bst. f^{bis}, h und m

Die Akzeptanz neuer Infrastrukturen und Technologien, die mitunter auch neues Wissen und Verhaltensänderungen auf Seiten der Anwender erfordern, muss mit entsprechenden Sensibilisierungsmassnahmen unterstützt werden. Diese sind als relevanter Faktor in der Kostenrechnung des Netzbetreibers zu berücksichtigen.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>³ In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere:</p> <p>f^{bis}. Kosten für intelligente Messsysteme nach Artikel 8a;</p> <p>h. Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung von Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 EnG³;</p> <p>m. Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme einschliesslich der Vergütungen</p>	<p><i>Buchstabe n. ergänzen:</i></p> <p>n. Kosten für gewisse innovative Massnahmen wie z. B. Sensibilisierungsaktivitäten, die für die Netzentwicklung und Netzstabilität wichtig sind.</p>

Art. 8 Abs. 3, 3^{bis} und 5

Es ist eine Präzisierung erforderlich, dass die Messdaten und Informationen innert Sekunden über eine gängige Schnittstelle an den Endverbraucher übermittelt werden müssen. Damit soll dieser die Möglichkeit erhalten, seine Verbraucher wie Boiler, Wärmepumpen, Waschmaschinen etc. abhängig vom Netztarif und der Eigenproduktion zu steuern, ohne dafür einen zusätzlichen Privatzähler installieren zu müssen.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>³ Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei sämtliche Messdaten und Informationen zur Verfügung, die notwendig sind für:</p>	<p><i>Buchstabe b. ändern:</i></p> <p>b. das Bilanzmanagement (<i>als Basis für zeitechte Verbrauchersteuerung durch</i></p>

- a. den Netzbetrieb;
- b. das Bilanzmanagement;
- c. die Energielieferung;
- d. die Anlastung der Kosten;
- e. die Berechnung der Netznutzungsentgelte und
- f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem Energiegesetz vom 30. September 2016⁴ (EnG) und der Energieverordnung vom 1. Januar 2018⁵ (EnV).

^{3bis} Sie dürfen die Leistungen nach Absatz 3 den Bezüglern nicht zusätzlich zum Netznutzungsentgelt in Rechnung stellen. Werden Leistungen nach Absatz 3 von Dritten erbracht, so müssen sie diese angemessen entschädigen.

5 Aufgehoben

Endverbraucher und/oder Netzbetreiber);

Buchstabe g. ergänzen:

g. die zeitliche Verbrauchersteuerung durch Endverbraucher

Art. 8a Intelligente Messsysteme

Verordnungstext	Vorschlag
<p>² Ein intelligentes Messsystem ist eine Messeinrichtung, die folgende Elemente aufweist:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. einen elektronischen Elektrizitätszähler beim Endverbraucher oder Erzeuger, der: <ol style="list-style-type: none"> 1. Wirkenergie und Blindenergie erfasst, 2. Lastgänge mit einer Periode von fünfzehn Minuten ermittelt und mindestens dreissig Tage speichert, 3. über Schnittstellen verfügt, wovon eine zur bidirektionalen Kommunikation mit dem Datenverarbeitungssystem reserviert ist und eine andere durch den Endverbraucher oder Erzeuger benutzt werden kann, und 4. Unterbrüche der Stromversorgung erfasst und protokolliert; b. ein digitales Kommunikationssystem, das die automatisierte Datenübermittlung zwischen dem Elektrizitätszähler und dem 	<p><i>Abs. 2, Ziffer c 3 ersatzlos streichen</i></p>

- Datenverarbeitungssystem des Netzbetreibers gewährleistet; und
- c. ein Datenverarbeitungssystem beim Netzbetreiber, das:
1. sämtliche Elektrizitätszähler des Netzbetreibers nach Buchstabe a verwaltet,
 2. die Daten bearbeitet, namentlich abrufen, plausibilisiert und Ersatzwerte bildet,
 3. über ein internetbasiertes Kundenportal Endverbrauchern und Erzeugern ermöglicht, ihre Lastgangwerte und weiteren Messdaten abzurufen.

Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme

Unseres Erachtens muss der Endverbraucher aufgrund der hohen Datensensibilität in jedem Fall seine ausdrückliche Zustimmung für die Installation intelligenter Mess- und Regelsysteme geben. Insbesondere Abs. 4 wird im Interesse des Datenschutzes und zur Wahrung des Geschäftsgeheimnisses äusserst kritisch beurteilt und in dieser Form entsprechend abgelehnt.

Verordnungstext	Vorschlag
³ Der 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.	<i>Abs. 3 ersatzlos streichen oder mindestens als Option (Der Netzbetreiber <u>kann</u> ...) formulieren.</i>
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.	<i>Abs. 4 ersatzlos streichen</i>

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

Der Wechsel der Bezugsgrösse von der Anschlussleistung der Anlage zur Anschlussleistung des Endverbrauchers ist grundsätzlich richtig. Eine nicht gerechtfertigte Sonderbehandlung der Eigenverbraucher wird damit verhindert. Die Anschlussleistung von 15 kVA ist jedoch deutlich zu tief gewählt. Dies entspräche einer Sicherung von 21,7 A. Typische Haussicherungen bei bestehenden EFH haben 40 oder 63 Ampère, was einer Anschlussleistung von 27,7 resp. 43,6 kVA entspricht ($A \times 400V \times \sqrt{3}$). Wir fordern eine Grenze von 50 kVA, bis zu der nur eine Kundengruppe zulässig ist. Der Einsatz intelligenter Steuerungen ist per se kein ausreichender Grund für eine separate Kundengruppe.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>^{1bis} Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. Bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.</p> <p>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.</p>	<p><i>Wir empfehlen folgende Anpassungen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Wie bisher <u>70 % nicht-degressiver Arbeitstarif</u>, neu gilt der Grundsatz <u>auch für Endverbraucher, die eine Leistungsmessung haben</u>. • Für höhere Anschlussleistung oder Produktionsanlagen über 15 kVA (resp. einer höheren Grenze, s.o.): auch hier <u>70 % nicht-degressiver Arbeitstarif, sofern auf Spannungsebene <1 kV angeschlossen</u>. • Der Netzbetreiber kann allen Endverbrauchern auf Spannungsebene <1 kV <u>als Alternative zur Basisoption (70 % Arbeitstarif) neue Netzprodukte</u> (z. B. einfache Leistungstarife) <u>anbieten</u>.

Art. 27 Abs. 4 und 5

Verordnungstext	Vorschlag
<p>⁴ Die Netzbetreiber konsultieren vor dem Erlass von Richtlinien nach Artikel 3 Absätze 1 und 2, 7 Absatz 2, 8 Absatz 2, 8b, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, 17 und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. Sie veröffentlichen die Richtlinien über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet. Können sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf</p>	<p><i>Abs. 4 zweiten Satz streichen</i></p>

diese Richtlinien einigen oder sind diese nicht sachgerecht, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen.

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

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx bereits installierte Messeinrichtungen, die den Anforderungen nach Artikel 8a nicht entsprechen, dürfen längstens während sieben Jahren nach dem Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx verwendet werden. Innerhalb dieser Übergangsfrist bestimmt der Netzbetreiber, wann er eine solche Messeinrichtung mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a ausstatten will. Unabhängig davon sind Endverbraucher mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a auszustatten, wenn sie von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, und Erzeuger, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen.</p>	<p><i>Abs. 1 korrigieren:</i> Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx bereits installierten Messeinrichtungen, die den Anforderungen nach Artikel 8a nicht entsprechen, dürfen längstens während <u>zehn</u> Jahren nach dem Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx verwendet werden.</p>

Änderungen der CO₂-Verordnung

Art. 104 Globalbeitragsberechtigung

Wie Swissolar weisen wir darauf hin, dass das harmonisierte Fördermodell der Kantone (HFM 2015) entgegen dem Titel nur bedingt eine harmonisierte Förderung sicherstellt. Für das Basisförderprogramm gibt es, wie im Bericht erwähnt, 3 Varianten (Gebäudesanierung mit Einzelmassnahmen, Gebäudesanierung in umfangreichen Etappen, umfassende Gebäudesanierung ohne Etappierung). Dadurch ist beispielsweise nicht sichergestellt, dass eine landesweite Förderung der Solarthermie stattfindet. Diese Technologie wird damit massgeblich gegenüber der Photovoltaik benachteiligt. Wir erwarten vom BFE eine stärkere Einwirkung auf die Kantone, damit die Harmonisierung keine leere Worthülse bleibt. Gemäss Bundesverfassung Art. 89 sind die Kantone „vor allem“ für den Verbrauch von Energie in Gebäuden zuständig, also nicht ausschliesslich.

Mindestens muss explizit zugelassen werden, dass Kantone, die sich für die Varianten Gebäudesanierung in Etappen oder ohne Etappierung entscheiden, zusätzlich Einzelmassnahmen wie die Förderung von Solarthermie mit Mitteln aus der Teilzweckbindung fördern können. Es ist denkbar, dass die Kantone nicht alle verfügbaren Mittel aus den Globalbeiträgen

ausschöpfen werden. Für diesen Fall regen wir den Aufbau eines aus den verbleibenden Mitteln finanzierten nationalen Förderprogramms für solarthermische Anlagen in Mehrfamilienhäusern vor, ein bisher erst wenig genutztes Marktsegment, das ohne Förderung keine Dynamik gewinnt.

Änderungen der EnV

Art. 7

Wir begrüßen sehr, den Guichet Unique beim BFE anzusiedeln (Abs. 1). Hier ist die notwendige Fachkompetenz für die teilweise sehr komplexen Sachverhalte vorhanden.

Gem. erläuterndem Bericht handelt es sich beim Guichet Unique nicht um eine Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes. Es gehöre somit nicht zur Aufgabe des BFE, eine konsolidierte Stellungnahme des Bundes bzw. einen konzentrierten Entscheid zu fällen. Genau dies wäre aber notwendig, um die Bewilligungsverfahren zu beschleunigen, was der eigentliche Sinn von Art. 14 ist. Entsprechend ist im Energiegesetz vorgesehen, dass „der Bundesrat eine Verwaltungseinheit bezeichnet, die für die Koordination dieser Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren sorgt“ (Art. 14 Abs. 4) und dass „der Bund zur Unterstützung der Kantone methodische Grundlagen erarbeitet und die Gesamtsicht, Einheitlichkeit und Koordination sicher stellt“ (Art. 11 Abs. 1).

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Art. 7 Absatz 1 ist wie folgt zu ergänzen:</i></p> <p>Für die Koordination der Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren nach Artikel 14 Absatz 4 EnG ist bei Windkraftanlagen das Bundesamt für Energie (BFE) zuständig. <u>Das BFE fungiert als Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes vom 21. März 1997 (RVOG).</u></p>

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 (Mehrtagesspeichern) unter das nationale Interesse fallen.

Verordnungstext	Vorschlag
<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>b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh und über mindestens 800 Stunden Stauinhalt bei Volleistung verfügen.</p>	<p><i>Abs. 1 ändern:</i></p> <p>¹ Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie <u>über:</u></p> <p>a. <u>im Winterhalbjahr</u> über eine mittlere <u>erwartete</u> Produktion von <u>jährlich</u> mindestens <u>6,7 GWh</u> verfügen; oder</p> <p>b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens <u>5 GWh</u> und über mindestens <u>30 Stunden</u> Stauinhalt bei Volleistung verfügen.</p>

Art. 9 Windkraftanlagen von nationalem Interesse

Der in Art. 9 vorgesehene Grenzwert für das nationale Interesse von Windenergieanlagen von 10 GWh ist aus mehreren Gründen wichtig und deshalb sehr zu begrüssen. Erstens stellt der Wert die Kohärenz zu den kantonalen Planungen sicher, welche i.d.R. gleichlautende oder entsprechende Bedingungen für die Bezeichnung der Standorte in der Richtplanung verwenden. Es ist Aufgabe der kantonalen Richtplanung, Standorte für die Windenergie so auszuscheiden, dass ein Optimum zwischen Energieerzeugung und Landschafts-/Naturschutzinteressen erreicht wird. Es wäre deshalb schwer nachvollziehbar, wenn die

gewählte Lösung durch das nationale Interesse in zwei Kategorien geteilt würde (Standorte mit/ohne nationales Interesse). Zweitens würde ein höherer Grenzwert zu einer Konzentration auf den Westschweizer Jura führen, was sich erfahrungsgemäss negativ auf die Akzeptanz auswirkt. Die Standorte in der Zentral-, Nord- und Ostschweiz weisen in der Regel ein geringeres Produktionspotenzial auf als die Standorte im Westschweizer Jura. Ein Grenzwert von 20 GWh oder mehr würde die Entwicklung in diesen Regionen hemmen. Drittens erhöhen sich die Realisierungschancen auch für Standorte mit grossem Potenzial, wenn diese in mehreren Etappen realisiert werden. Dies hat sich insbesondere auf dem Mont Crosin als sehr erfolgreich erwiesen. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass Gegner der Nutzung der Windenergie versuchen, bereits die erste Etappe durch Einsprachen/Beschwerden in Frage zu stellen. Umso wichtiger ist deshalb, dass das nationale Interesse bereits für die erste Etappe gegeben ist. Aufgrund der vorgenannten Punkte gehen wir schliesslich davon aus, dass mit einem höheren Grenzwert die Ziele der Energiestrategie kaum zu erreichen sind.

Verordnungstext	Vorschlag
<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> <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><i>Unterstützung des Art. 9 wie bestehend.</i></p>

Art. 13 Vergütung

Wir begrüssen ausdrücklich die vorgeschlagene Regelung, wonach sich die Vergütung nach Kosten des Bezugs bei Dritten und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen richtet. Die hier angewendete Interpretation der Formulierung „vermiedene Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität“ (EnG, Art. 15, Abs. 3, Bst. a) entspricht dem Ratsvotum von Nationalrat Roger Nordmann, französischsprachiger Berichterstatter der UREK-N: « A l'article 17 alinéa 3 , le Conseil des Etats a prévu que le distributeur électrique qui reprend de l'électricité auprès d'un producteur décentralisé - hors du système de rétribution à prix coûtant du courant injecté - doit payer le même prix que celui auquel il se procure le courant vendu à ses clients finaux. Concrètement, si un distributeur, dans une commune donnée, vend son électricité au consommateur final captif neuf centimes -

hors timbre et taxes -, cela signifie qu'il a acheté ou produit cette énergie pour 7 ou 8 centimes. Il doit alors payer le même prix à un producteur décentralisé. Il reste une marge décente entre les 7 et 8 centimes auxquels il achète l'énergie au producteur ».

Bei einer ausschliesslichen Orientierung an den Bezugskosten bei Dritten (wie im bestehenden Gesetz, gemäss Entscheid ECom vom April 2016) ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Photovoltaikanlagen nur bei sehr hohem Eigenverbrauchsanteil möglich. Davon betroffen wären u.a. landwirtschaftliche Anlagen mit geringem Eigenverbrauch, aber hoher Bedeutung für den Ausbau der Photovoltaik. Die langen Wartefristen für die GREIV und die Kürzung der Vergütungsdauer bei der Direktvermarktung auf 15 Jahre steigert zusätzlich die Bedeutung einer angemessenen Rückliefervergütung.

Allerdings weisen wir darauf hin, dass die Berechnung und Offenlegung des korrekten Preises durch jeden einzelnen VNB wettbewerbsrechtliche Fragen aufwirft und zudem beträchtliche Aufwände generiert und für Unsicherheiten bei den Anlagebetreibern führt. Eine einheitliche Preisfestsetzung für die ganze Schweiz wäre deutlich effizienter. Mit dem „15-Räppler“ für alle erneuerbaren Energien war das früher bereits der Fall.

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Gemäss Vorschlag BFE</i></p>

Art. 14 Anlagenleistung

Es ist nicht nachvollziehbar, wieso für die Wasserkraft die hydraulische Bruttoproduktion als Basis für die Leistungsbestimmung angewendet wird. Bei allen anderen Technologien wird die maximale Leistung verwendet, wie dies auch internationaler Standard ist. Mit der vorliegenden Leistungsdefinition ist so bspw. auch die Grosswasserkraft mit Anschlussleistungen bis zu 25 MW (s. Beispiele aktueller KEV Bezüger) anspruchsberechtigt auf die Förderung über das Einspeiseprämiensystem, 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 bspw. in Art. 15 EnFV oder Art. 15 EnG.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>² Die Leistung einer Wasserkraftanlage bezieht sich auf die Bruttoleistung. Für deren Berechnung gilt Artikel 51 des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916⁶.</p>	<p><i>Abs. 2 ändern:</i> ² Die Leistung einer Wasserkraftanlage bezieht sich auf die <u>maximal mögliche elektrische Leistung</u> (Engpassleistung).</p>

Art. 15 Ort der Produktion

Diese Lösung entspricht dem Zweckartikel 1 des Energiegesetzes, wonach eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sichergestellt werden muss. Parallelnetze sind zu vermeiden, vorhandene Netze sind technisch und wirtschaftlich optimal zu nutzen.

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Artikel ändern:</i> 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. Das Verteilnetz des Netzbetreibers kann durch die Eigenverbrauchsgemeinschaft nur in Anspruch genommen werden, sofern dadurch der Aufbau eines Parallelnetzes verhindert werden kann. Die Netznutzung ist kostenorientiert zu vereinbaren.</p>

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Das Ziel einer Erneuerbaren-Energie-Quote von 10 Prozent erweist sich als wirksamer Treiber beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Schweizer Stromsystem. Diese Option trägt besser zur Energiestrategie 2050 bei und sollte deshalb auch für die Bestimmung der für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch erforderlichen Produktionsleistung einer Anlage herangezogen werden.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung</p>	<p><i>Anforderung auf Anteil erneuerbarer Energien an der Produktionsleistung fokussieren:</i></p>

der Anlage bei mindestens 10 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität liegt.

Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung der Anlage einen Anteil von mindestens 10 Prozent erneuerbare Energie erreicht.

Art. 18 Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch

Der wirtschaftliche und netzdienliche Zubau dezentraler Energiespeicher ist eine Voraussetzung für den gelingenden Umbau des Energiesystems im Sinne der Energiestrategie 2050. Aus diesem Grund dürfen Speicher unabhängig von ihrer Auslegung und Technologie zumindest nicht diskriminiert werden. Darüber hinaus besteht ein Klärungsbedarf hinsichtlich der in diesem Artikel verwendeten Terminologie sowie den Umgang mit neuen Speichertechnologien bzw. -anwendungen, die künftig erheblich an Bedeutung gewinnen, jedoch in diesem Artikel noch nicht berücksichtigt sind.

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Abs. 1 ergänzen:</i></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. <u>Grundsätzlich dürfen an Speicher keine strengeren technischen Anschlussanforderungen als an Endverbraucher und Produktionsanlagen gestellt werden.</u></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 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.</p>	<p><i>Abs. 2 ersatzlos streichen</i></p>
<p>³ Der Netzbetreiber hat die Messgeräte am Messpunkt nach Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe c StromVV phasensaldierend zu betreiben.</p>	<p><i>Klärungsbedarf:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Was versteht das BFE unter einer Phasensaldierung? • Wie soll in Zukunft mit mobilen Speichern umgegangen werden (v.a. Batterien in E-Fahrzeugen, deren Anteil künftig deutlich

zunehmen wird)?

Art. 19 Verhältnis zum Netzbetreiber

Für mehr Rechtssicherheit und Investitionsschutz sowohl auf Seiten der Verbraucher und als auch des Netzbetreibers sind die Rechte und Pflichten zur gegenseitigen Information und Kostenverteilung zu konkretisieren.

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Abs. 1 und 2 ändern (Verlängerung der Mitteilungsfrist):</i></p> <p>¹ Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben dem Netzbetreiber je <u>sechs</u> Monate im Voraus mitzuteilen, wenn sie die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nehmen oder wieder darauf verzichten wollen.</p> <p>² Ebenfalls je <u>sechs</u> 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 2007⁹ (StromVG) aufzunehmen.</p>	<p><i>Abs. 3 ändern (Differenzierung nach Mietern und Pächtern innerhalb und ausserhalb der Grundversorgung):</i></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, <u>sofern diese weniger als 100 MWh verbrauchen</u>, innert sechs Monaten in die Grundversorgung nach Artikel 6 oder 7 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007⁹ (StromVG) aufzunehmen.</p>
<p>⁴ Ist die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer nicht in der Lage, die Mitglieder des Zusammenschlusses mit Elektrizität zu</p>	<p><i>Abs. 4 ergänzen (Kostenverteilung konkretisieren):</i></p> <p>⁴ Ist die Grundeigentümerin oder der Grund-</p>

versorgen, hat der Netzbetreiber die Versorgung umgehend sicherzustellen.

eigentümer nicht in der Lage, die Mitglieder des Zusammenschlusses mit Elektrizität zu versorgen, hat der Netzbetreiber die Versorgung umgehend sicherzustellen. Sämtliche Kosten, die dadurch beim Netzbetreiber anfallen, hat die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zu tragen.

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.

Abs. 5 ändern (Präzisierung der Mitteilungspflicht):

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.

Änderungen der EnFV

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.

Verordnungstext

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. Dotierkraftwerke;
- b. Anlagen an künstlich geschaffenen Hochwasserentlastungskanälen, Industriekanälen und bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen, sofern keine

Vorschlag

Artikel neu formulieren:

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, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden

- neuen Eingriffe in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer bewirkt werden;
- c. Nebennutzungsanlagen wie Wasserkraftanlagen, Kraftwerke im Zusammenhang mit Beschneiungsanlagen oder der Nutzung von Tunnelwasser;
- 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.

können; oder

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

Eventualiter Bst. b.:

- b. Anlagen an künstlich geschaffenen Hochwasserentlastungskanälen, Industriekanälen und bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen, sofern keine neuen Eingriffe in natürliche ~~oder ökologisch wertvolle~~ Gewässer bewirkt werden;

Eventualiter Bst. d.:

- d. 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

Der erzwungene Wechsel zur Direktvermarktung für Anlagen über 500 kW schafft wirtschaftliche Unsicherheit gerade für jene Investoren, die oft grosse Anteile Fremdkapital aufgenommen haben. Zudem sorgt diese Massnahme wohl für keine massgeblichen Einsparungen bei der KEV. Zudem muss die Rückkehr in die Einspeisung zum Referenzmarktpreis auch künftig möglich sein.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen 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><i>Abs. 1 und 2 ändern (statt „Pflicht“ ist eine „Wahlmöglichkeit“ einzuräumen:</i></p> <p>¹ Es besteht die <u>Wahlmöglichkeit</u> zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) für Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW.</p> <p>² Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach</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>bisherigem Recht erhalten, <i>können</i> in die Direktvermarktung wechseln.</p> <hr/> <p><i>In Abs. 3 den letzten Satz streichen:</i> 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>
--	--

Art. 21 Abbau der Warteliste

Die Windenergie ist als einzige Technologie vollständig auf das Vergütungssystem angewiesen (keine Einmalvergütung oder Investitionsbeiträge und keine Möglichkeit, von Eigenverbrauchsregelung zu profitieren). Für die Windenergie besteht daher gemäss EnG Art. 38 ab 2024 keine Förderung mehr, während alle übrigen Technologien bis 2031 gefördert werden können. Dies ist speziell problematisch, da Windenergie mit zwei Drittel der Stromproduktion im Winterhalbjahr für die Versorgungssicherheit von besonderer Bedeutung ist und weil die Projekte angesichts der langen Planungs- und Bewilligungsverfahren auf stabile Rahmenbedingungen angewiesen sind. Beim Abbau der Warteliste in Art. 21 ist diesem Umstand Rechnung zu tragen. Wir beantragen deshalb eine entsprechende Änderung von Abs. 3.

Aktuell verfügen über 500 bei der KEV angemeldete Windenergieanlagen über einen positiven Bescheid. Wir stellen jedoch fest, dass in einigen Regionen durch neue Restriktionen (u.a. betreffend Flugsicherheit) die kantonalen Planungen überarbeitet worden sind oder aktuell noch überarbeitet werden. D.h. die Kantone haben teilweise andere Standorte in die Richtplanung aufgenommen oder sind dabei, dies noch zu tun. Dadurch besteht in einigen Kantonen nur eine sehr beschränkte Übereinstimmung zwischen der kantonalen Planung und den positiven KEV-Bescheiden. Einige obsolet gewordene Projekte verfügen über positive Bescheide, während sich aussichtsreiche Standorte auf der Warteliste befinden. Eine Bereinigung in Zusammenarbeit mit den Kantonen würde es erlauben, die Warteliste abzubauen und die Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds besser zu bewirtschaften.

Wir beantragen daher, die positiven KEV-Bescheide in Zusammenarbeit mit den Kantonen zu überprüfen. Dabei soll es auch ermöglicht werden, positive Bescheide innerhalb der Kantone zu übertragen, um damit auf Änderungen der Richtplanung zu reagieren. Entsprechend müsste die Möglichkeit vorgesehen werden, in diesem Fall von Art. 25 abs. 2 c abzuweichen („Die Vollzugsstelle weist das Gesuch um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ab, wenn der Standort der Anlage gegenüber dem Antrag erheblich abweicht.“).

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so legt das BFE Kontingente fest, in deren Umfang Anlagen auf den Wartelisten berücksichtigt werden können.</p>	<p><i>Abs. 2: Formulierung gemäss Variante A</i></p>

Absatz 2 Variante A:

² Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden jeweils entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs in folgender Reihenfolge berücksichtigt:

- g. Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen wurden;
- h. Anlagen, die ab dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen wurden;
- i. die übrigen Projekte.

Absatz 2 Variante B:

² Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs berücksichtigt.

³ Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:

- 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 Einreikedatum dieser Meldung,
- b. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs.

Abs. 3 wie folgt ändern:

³ Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:

- a. Windenergieanlagen, für die die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde, entsprechend dem Einreikedatum dieser Meldung.
- b. Anlagen, für die die Inbetriebnahmemeldung oder die Projektfortschrittmeldung beziehungsweise, bei Kleinwasserkraftanlagen die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde: entsprechend dem Einreikedatum dieser Meldung,
- c. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs.

Art. 51 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

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.

Verordnungstext

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 totalsaniert wird; und
- b. die Investition mindestens 10 Rp./kWh der durchschnittlich in einem Jahr der letzten fünf vollen Betriebsjahre erzielten Nettoproduktion beträgt.

Vorschlag

Abs. 2, Bst. b. ändern:

- 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.

Verordnungstext	Vorschlag
<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.</p>	<p><i>Abs. 1 und 2 ändern:</i></p> <p>¹ Für die Berechnung des Investitionsbeitrags sind insbesondere die Erstellungs-, die Planungs- und die Bauleitungskosten sowie die Eigenleistungen des Betreibers <u>und anfallende Kommunikations- und Beratungskosten</u> (mit Kantonen, Gemeinden, Verbänden und Anrainern) 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 <u>20 Prozent</u> der anrechenbaren Erstellungskosten angerechnet.</p>

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 nach 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.

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Artikel ändern:</i></p> <p>Es wird empfohlen, die Nutzungsdauer sämtlicher Komponenten auf maximal 35 Jahre festzulegen.</p>

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse



Gianni Operto
Präsident AEE SUISSE



Stefan Batzli
Geschäftsführer



Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Bundespräsidentin Doris Leuthard
Kochergasse 6
3003 Bern
energiestrategie@bfe.admin.ch

Zollikon, 08.05.2017

**Stellungnahme zur Umsetzung des ersten Massnahmenpaktes zur Energiestrategie 2050:
Änderungen auf Verordnungsstufe**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Leuthard

Sehr geehrte Damen und Herren

Für die Einladung zur Stellungnahme im Rahmen der Vernehmlassung zur Umsetzung des ersten Massnahmenpaktes zur Energiestrategie 2050 möchten wir uns herzlich bedanken.

Ausgangslage

Biomasse Suisse setzt sich für die ökologisch und ökonomisch sinnvolle stoffliche und energetische Nutzung von Biomasse ein. Viele unserer Mitglieder betreiben Kompostier- und Biogasanlagen sowie in geringerer Zahl Photovoltaik- oder Holzverstromungsanlagen. Ein erheblicher Teil des produzierten Biogases wird nicht verstromt, sondern aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist. Unsere Produkte sind daher sehr vielfältig: Strom, Wärme und Treibstoff sowie wertvoller Dünger und Bodenverbesserer. Wir garantieren so einen geschlossenen Stoffkreislauf, die Produkte sind CO₂-neutral und die Energie aus Biomasse kann flexibel produziert wie auch gespeichert werden. Energie aus Biomasse lässt sich zudem optimal mit anderen erneuerbaren Energien kombinieren: Unsere Mitgliedsorganisation Ökostrom Schweiz betreibt ein erstes virtuelles Kraftwerk, das Energie nachfrageorientiert produzieren kann. Dies

Biomasse Suisse
Zollikerstrasse 65
8702 Zollikon
Tel 044 395 12 14
Fax 044 395 12 34
contact@biomassesuisse.ch
www.biomassesuisse.ch

hilft mit, die Netzstabilität zu erhalten. Biomasseanlagen werden somit einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 leisten.

Biomasse Suisse unterstützt grundsätzlich das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050. Sie enthält zentrale Massnahmen für den Teil der Branche, der aus Biogas Strom produziert.

Förderung von Biomethan

Leider konzentriert sich aber die Strategie fast ausschliesslich auf den Strom und enthält keinerlei Förderung des Biomethans als wichtiges Element einer künftigen ökologischeren Gasversorgung.

Wir verlangen daher, dass dem Biomethan in einem nächsten Entwicklungsschritt der Energiestrategie entsprechendes Gewicht gegeben wird. Wir schlagen konkret vor, dass unter Leitung des BFE eine Arbeitsgruppe gebildet wird, welche die zentralen Akteure umfasst. Dazu gehören sicher Biomasse Suisse, der VSG, Ökostrom Schweiz und Infracore. Diese Arbeitsgruppe erhält den Auftrag Massnahmen zur Förderung von Biomethan als Treib- und Brennstoff zu erarbeiten.

Stellungnahme zum ersten Massnahmenpaket

Grundsätzlich unterstützen wir alle Aussagen und Vorschläge unseres Mitgliedes Ökostrom Schweiz, welche die Stromproduktion aus Biomasse betreffen

Spezifische Anträge

Verordnung über die Förderung der Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung EnFV):

- Die Ausweitung der Palette von aus erneuerbaren Energieträgern hergestellten Gasen sollte auch in der Begriffsbestimmung gemäss Art. 2 lit. c aufgenommen werden.

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag
Art. 2 Begriffe, lit. c	In dieser Verordnung bedeuten: [...] c. biogenes Gas: aus Biomasse hergestelltes Gas;	In dieser Verordnung bedeuten: [...] c. biogenes Gas: aus Biomasse oder aus anderen erneuerbaren Energien hergestelltes Gas;

- Art. 3, Abs. 2 und Art. 32, Abs. 2 schliessen aus, dass bei **erheblichen** Anlagenerweiterungen eine Neuanmeldung möglich ist. Dies führt aus energiepolitischer Sicht zu Fehlentwicklungen und ist zu korrigieren.

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag
Art. 3 Neuanlagen, Abs. 2	Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt.	Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt 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. 15, Abs. 3 verhindert, dass Betreiber aus dem Direktvermarktungssystem zurück ins Referenz-Marktpreissystem wechseln können. Damit die Anlagenbetreiber motiviert werden den Schritt zu machen, sollte diese Möglichkeit aber offenbleiben.

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag
Art. 15 Direktvermarktung, Abs. 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.	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. Die Betreiber können nach Übertritt in die Direktvermarktung unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten jederzeit wieder zurück ins Referenz-Marktpreissystem wechseln.

- Art. 24, Abs. 5: Wenn die Ursachen für verzögerte Inbetriebnahmemeldungen nicht durch den Anlagenbetreiber verschuldet sind, dann muss die Einspeisevergütung nachträglich durch die Vollzugsstelle nachbezahlt werden.

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag
Art. 24 Projektfortschritte, Inbetriebnahme und Meldepflichten, Abs. 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.	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. <i>Im Falle einer verspäteten Einreichung aus Gründen, für die der Anlagenbetreiber nicht einzustehen hat, wird die Einspeisevergütung nachträglich durch die Vollzugsstelle nachbezahlt.</i>

- Art. 28, Abs. 2: Hier sollte dieselbe Regelung gelten. Wenn die Gründe nicht durch den Anlagenbetreiber verschuldet sind, muss die Vergütung rückwirkend zurückerstattet werden.

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag
Art. 28 Verweigerung der Vergütung, Abs. 2	Hält der Betreiber die rechtlichen Vorgaben nicht ein, so entfällt der Anspruch auf Vergütung ebenfalls bis er diese Vorgaben wieder einhält.	Hält der Betreiber die rechtlichen Vorgaben nicht ein, so entfällt der Anspruch auf Vergütung ebenfalls bis er diese Vorgaben wieder einhält. <i>Im Falle von Gründen für die der Anlagenbetreiber nicht einzustehen hat, wird die Vergütung rückwirkend zurückerstattet.</i>

- Art. 29, neuer Abs. 3: Bei Härtefällen, insb. Bei Konkurs der Bilanzgruppe oder des Direktvermarkters fallen die Anlagenbetreiber automatisch zurück ins Referenz-Marktpreissystem.

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag
Art. 29 Bewirtschaftungsentgelt für die Abnahme von Elektrizität, <i>Abs. 3 (neu)</i>		<i>In Härtefällen, insbesondere wenn eine Bilanzgruppe oder ein Direktvermarkter Konkurs anmelden muss, fällt ein Anlagenbetreiber automatisch ins Referenz-Marktpreissystem zurück bis er wieder einen neuen Vertrag mit einer Bilanzgruppe oder einem Direktvermarkter unterzeichnet hat. Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter ist verpflichtet dies frühzeitig der Vollzugsstelle zu melden.</i>

- Art. 102, Abs. 1: Betreffend Datenschutz und Offenlegung ist dieser Artikel fragwürdig. Zudem kann die alleinige Kenntnis des Förderbeitrags ohne diejenige der Betriebskosten zu Fehlinterpretationen/-spekulationen führen. Auf eine Publikation des Förderbeitrages ist zu verzichten.

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag
Art. 102 Publikation, Abs. 1	<p>Das BFE publiziert unabhängig von der Grösse einer Anlage folgende Angaben zu den Anlagen, für die nach dieser Verordnung eine Förderung entrichtet wird:</p> <ol style="list-style-type: none"> den Namen oder die Firma des Betreibers sowie den Standort der Anlage; den verwendeten Energieträger; die Anlagenkategorie und den Anlagentyp; die Leistung vor und nach der Investition; die Höhe des Förderbeitrags; das Gesuchsdatum; das Inbetriebnahmedatum. 	<p>Das BFE publiziert unabhängig von der Grösse einer Anlage folgende Angaben zu den Anlagen, für die nach dieser Verordnung eine Förderung entrichtet wird:</p> <ol style="list-style-type: none"> den Namen oder die Firma des Betreibers sowie den Standort der Anlage; den verwendeten Energieträger; die Anlagenkategorie und den Anlagentyp; die Leistung vor und nach der Investition; die Höhe des Förderbeitrags; das Gesuchsdatum; das Inbetriebnahmedatum.

- Art. 104: Der Artikel bezüglich Weitergabe der Daten an die Oberzolldirektion (OZD) ist ersatzlos zu streichen. Die Weiterleitung an die Oberzolldirektion hat keine administrativen Vereinfachungen für die Produzenten und die OZD zur Folge. Da die Hersteller von Treibstoffen eine Bewilligung der OZD benötigen, müssen sämtliche vorgeschriebenen Daten für Kontrollen aufbewahrt respektive wo gefordert der OZD eingereicht und geliefert werden.

Art. 104 Weitergabe von Daten an die Oberzolldirektion	<p>Das BFE gibt für den Vollzug der Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996¹⁴ die nachstehenden Daten von Anlagenbetreibern, die Elektrizität aus Biomasse produzieren, an die Oberzolldirektion weiter:</p> <ol style="list-style-type: none"> Name und Adresse von natürlichen Personen und Personenvereinigungen oder Firma und Sitz von juristischen Personen ; Angaben über die Art, Menge und Herkunft der biogenen Rohstoffe; Angaben über die Art, Menge und Herkunft der aus den biogenen Rohstoffen hergestellten Treib- und Brennstoffe; Angaben über die Elektrizität und die Wärme, die aus Treib- 	Der ganze Artikel ist ersatzlos zu streichen.
--	--	--

	<p>und Brennstoffen produziert werden;</p> <p>e. Angaben zur Anlage, insbesondere Produktionsprozesse, Kapazität, Leistung, Wirkungsgrad und Datum der Inbetriebnahme.</p>	
--	--	--

- Der WKK-Bonus hat sich sehr bewährt und muss bspw. gemäss Vorschlag von Ökostrom Schweiz über einen neuen Artikel 3.4.3 (Anhang 1.5) weitergeführt werden.

Anhang 1.5, 3.4.3 (neu)		<i>Für Biomasseanlagen wird ein Bonus für externe Wärmenutzung (WKK-Bonus) von 2.5 Rp./kWh gewährt, wenn die externe Wärmenutzung die Mindestanforderungen gemäss 2.2.4 wenigstens um 20 Prozent (bezogen auf die Bruttowärmeproduktion) übersteigt.</i>
-----------------------------------	--	--

Energieverordnung (EnV):

- Bei der Entwertung von Herkunftsnachweisen gemäss Art. 3 EnV ist in Absatz 2 nur eine Speichertechnologie erwähnt. Dies sollte um weitere Speichertechnologien (namentlich Power-to-Gas) ergänzt werden.

Art. 3 Entwertung, Abs. 2	Bei der Pumpspeicherung muss der Herkunftsnachweis für den Teil der Elektrizität entwertet werden, der beim Pumpen verloren geht	Bei der Pumpspeicherung muss der Herkunftsnachweis für den Teil der Elektrizität entwertet werden, der beim Pumpen verloren geht. <i>Dies gilt sinngemäss für andere Speichertechnologien.</i>
---------------------------	--	--

Verordnung über die Anforderungen an die Energieeffizienz serienmassig hergestellter Anlagen, Fahrzeuge und Geräte (Energieeffizienzverordnung EnEV):

- Art. 12 Abs. 1 lit. b und Anhang 4, Ziff. 6.2.3: In den Grafiken in der Verordnung soll der klimarelevante Anteil der CO₂-Emissionen ausgewiesen werden.

Begründung: Wir begrüssen ausdrücklich die Regelungen in Art. 12 Abs. 1 lit. b EnEV und in Anhang 4, Ziff. 6.2.3, wonach der biogene Treibstoffanteil für die Kennzeichnung auf der Energieetikette berücksichtigt wird. Entsprechend ist indessen auch in der Darstellung gemäss Anhang 4 Ziff. 8 der klimarelevante Anteil der CO₂-Emissionen, also jener, der aus der Verbrennung fossilen Treibstoffs herrührt, auszuweisen. Dies ist in den im Verordnungsentwurf dargestellten Grafiken nicht ersichtlich, weshalb diese entsprechend angepasst werden sollten.

Verordnung über die Reduktion der CO2-Emissionen (CO2-Verordnung):

3. Kapitel: Massnahmen zur Verminderung der CO2-Emissionen von Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern

- Art. 26 alt: Mit Erdgas betriebene Personenwagen: Der alte Art. 26 soll in der Verordnungsrevision nicht gestrichen, sondern unverändert belassen werden: *Für Personenwagen, die ganz oder teilweise mit Erdgas betrieben werden, setzt das BFE die massgebenden CO2-Emissionen um den Prozentsatz des anrechenbaren biogenen Anteils am Gasgemisch tiefer an.*

Begründung: Fahrzeuge mit Erdgas-Biogasantrieb leisten als Übergangstechnologie einen wichtigen Beitrag zur CO2-Reduktion. Elektrofahrzeuge werden in der CO2-Bilanz der Neuwagen mit einem unrealistischen Wert von Null Gramm pro Kilometer veranschlagt. Dieser Wert hängt stark vom eingesetzten Strommix ab. Biogas ist demgegenüber klimaneutral und soll daher auch angemessen berücksichtigt werden. Biogasfahrzeuge machen auch bei verstärkter Verbreitung von Elektrofahrzeugen weiterhin Sinn. Im Flotteneinsatz können konventionelle Diesel- und Benzinmodelle durch wesentlich CO2-ärmere Erdgas-Biogas Fahrzeuge ersetzt werden.

Unser Verband hofft, dass die Energiestrategie 2050 am 21. Mai vom Schweizer Stimmvolk angenommen wird. Wir haben klar die Ja-Parole beschlossen und setzen uns im Rahmen unserer Möglichkeiten für die Annahme ein.

Mit freundlichen Grüssen

Biomasse Suisse

Der Präsident



Dominique de Buman

Der Vizepräsident



Arthur Wellinger

Collectif pour la sécurité de l'investissement
dans le solaire

P.A. Michel Brunisholz
membre du comité
1695 Estavayer-le-Gibloux
famibruni@bluewin.ch
www.collectif-rpc.ch

Office fédéral de l'énergie
Division Efficacité énergétique et
énergies renouvelables
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Par mail à
energiestrategie@bfe.admin.ch

Estavayer-le-Gibloux, le 8 mai 2017

Prise de position par rapport aux ordonnances de la Stratégie énergétique 2050

Madame la Présidente de la Confédération,
Madame, Monsieur,

Notre collectif a été créé par des agriculteurs et des artisans ayant investis dans la production d'énergie solaire et suite à la déception de ne pas toucher la RPC promise. Nous l'avons fait pour exprimer notre désarroi mais aussi notre volonté d'être écouté par nos politiciens et soutenus par la population dans la reconnaissance de nos investissements.

Nous soutenons activement la stratégie énergétique 2050 en lien avec d'autres acteurs, tel l'Union Suisse des Paysans... Aujourd'hui, nous vous écrivons pour prendre position sur les ordonnances liées à la Stratégie énergétique 2050. Nous nous sommes contentés d'analyser celles en lien avec l'énergie solaire uniquement, car c'est celle qui nous concerne. Pour le reste, nous nous rallions à la position de l'Union Suisse des Paysans.

Nous jugeons positivement les dispositions qui permettent la consommation par le producteur de son propre courant. Nous saluons par ailleurs les nouvelles possibilités de regroupement de plusieurs consommateurs finaux pour l'utilisation du courant produit sur place. Nous pouvons en attendre un gain d'efficacité important, surtout en combinaison avec des systèmes de mesure et de réglage

Nous proposons, par ailleurs, les modifications de détail suivantes :

Priorité aux installations déjà réalisées pour la rétribution

Nous demandons à ce que les installations **déjà en service soient traitées en priorité sur la liste d'attente de la rétribution**. A l'époque, les délais d'attente étaient estimés à deux ans environ et les dispositions légales, sans parler des ponts RPC des distributeurs, incitaient clairement à mettre en service le plus rapidement possible du fait que cela déterminait le niveau de rétribution une fois la RPC obtenue. Il est donc normal de soutenir en priorité les installations déjà en service, d'autant plus que les projets simplement inscrits auprès de Swissgrid n'ont encore rien coûté. Les installations réalisées ont contribué au tournant énergétique et méritent donc d'être priorisées, compte tenu des moyens limités et des dispositions légales qui ont incité ces investissements.

En ce qui concerne les conditions du regroupement que nous jugeons exagérées, nous proposons les modifications suivantes :

Dans le cas où des locataires et des preneurs à bail font partie d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre et aux coûts de l'électricité prélevée sur le réseau de distribution.

Il faut partir de l'idée que la participation à un regroupement en vue de la consommation propre est volontaire. Aussi, la prescription d'une limite maximale de prix est une intervention inadmissible sur le marché, incompatible avec le principe constitutionnel de la liberté économique surtout qu'il s'agit d'énergies avec plus-value écologique.

Nous vous invitons à prendre en compte notre avis et nous vous adressons, Madame la Présidente de la Confédération, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées

Michel Brunisholz

Membre du comité du Collectif pour la sécurité de l'investissement dans le solaire



Madame Doris Leuthard
Présidente de la Confédération
Cheffe du Département fédéral de
l'environnement, des transports, de l'énergie
et de la communication (DETEC)
3003 Berne

Par messagerie électronique à :
energiestrategie@bfe.admin.ch

Neuchâtel, le 8 mai 2017

Mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050

Modifications à l'échelon de l'ordonnance

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)

Madame la Présidente de la Confédération,

Nous sommes une société active dans le développement éolien. Depuis mai 2014 ennova est une filiale à 100% des Services industriels de Genève (SIG). Parmi les projets que nous développons pour le compte des SIG dans plusieurs cantons, citons le projet de la Grandsonnaz. Ce parc vaudois, composé de 17 éoliennes de plus de 3 MW, sera l'un des plus grands de Suisse et apportera une contribution déterminante pour la transition énergétique mise en œuvre grâce à la Stratégie énergétique 2050.

L'objectif de ce courrier est de vous faire part de notre position au sujet de la consultation citée en titre. Nous soutenons la position de Suisse Eole tout en y apportant des compléments.

1) Durée de la rétribution

Pour l'énergie électrique de source éolienne, l'OEneR tend à un abaissement de la durée de la rétribution de 20 à 15 ans (rétribution de l'injection). Une protection contre cet abaissement est toutefois accordée dans le cas où un avis d'avancement du projet -un cahier des charges adopté par le canton- a été transmis avant le 1^{er} janvier 2018. Dans le droit en vigueur (OEne), l'obligation de communiquer sur l'avancement du projet a été subdivisée en deux périodes. La plupart des développeurs ont été dans l'incapacité de respecter le délai de notification de l'avancement de 4 ans car les projets étaient souvent bloqués, notamment en raison de l'instabilité du cadre légal (pas de fiches éoliennes ou révision en cours depuis plusieurs années).

Aujourd'hui, dans plusieurs cantons, la situation n'est pas plus avancée et les développeurs de projets éoliens sont confrontés aux mêmes problèmes que par le passé.

A titre d'exemple, citons le canton du Jura. En 2012, le Gouvernement jurassien avait chargé le Service de l'aménagement du territoire (aujourd'hui Service du développement territorial) d'élaborer un projet de Plan directeur éolien afin d'adapter la fiche 5.06 « Energie éolienne » du Plan directeur cantonal. A ce jour, cinq ans plus tard, les bases légales pour un développement éolien cohérent ne sont malheureusement pas encore remplies et ladite révision toujours en cours. En conséquence, les autorités jurassiennes ont indiqué aux développeurs qu'il serait prématuré de débiter une enquête préliminaire, faute de conditions cadres cantonales dûment établies.

En conséquence, il apparaît peu vraisemblable que pour la plupart des projets pour lesquels une décision positive a été rendue avant le 1^{er} janvier 2018, il soit possible de notifier l'état d'avancement en transmettant le cahier des charges d'ici au 1^{er} janvier 2018 (alors que l'OEnE devrait entrer en vigueur ce jour-là).

Au vu de ces raisons, nous demandons que la durée de rétribution soit maintenue à 20 ans pour toutes les installations ayant reçu une décision positive avant le 1^{er} janvier 2018. A titre subsidiaire, nous demandons que la protection contre l'abaissement de la durée à 15 ans soit étendue aux installations ayant obtenu une décision positive avant le 1^{er} janvier 2018 et pour lesquelles :

- soit, une notification de l'avancement au sens de l'ancienne version de l'OEnE d'octobre 2012 a été faite (c'est-à-dire que quatre ans au plus tard après la notification de la décision positive, l'avancement du projet doit faire l'objet d'une communication) ;
- soit, un délai de prolongation pour faire cette notification, a été obtenu de la part de Swissgrid, selon l'annexe 1 de la Directive sur la RPC (Version 1.6 du 1er août 2016) ;
- soit, il y a possibilité de pouvoir transmettre à Swissgrid un courrier des autorités cantonales indiquant au développeur que le dépôt d'un « cahier des charges » est prématuré au vu des conditions cadres du canton.

Au surplus, nous proposons de modifier le texte du ch. 6 de l'annexe 1.3 de l'OEnE comme suit :

6 Disposition transitoire

6.1 L'exploitant qui, pour son installation, a reçu une décision positive et a transmis le premier avis complet d'avancement du projet ~~selon l'ancien droit~~ avant le 1er janvier 2020 ~~2018~~ bénéficie d'une durée de rétribution de 20 ans.

Nous profitons de ce courrier, pour vous demander de détailler ce qu'il est entendu par « cahier des charges adopté par le canton ». Cela revient-il à obtenir une évaluation du cahier des charges du canton et cela est-il suffisant au sens de la loi ?

2) Transfert de décisions positives de Swissgrid au sein d'un même canton

Dans plusieurs cantons, les plans éoliens évoluent et sont sujets à des modifications importantes : certains sites ne sont plus retenus, alors que de nouveaux sites apparaissent. Dès lors, certains sites éliminés possèdent des décisions positives, alors que d'autres, nouveaux, n'en possèdent pas, ce qui entrave sensiblement le développement de l'énergie éolienne.

Nous estimons qu'il est nécessaire pour le développement de l'éolien en Suisse, d'avoir la possibilité de transférer les décisions positives entre parcs d'un même canton. Ceci permettrait de transférer les avis rendus par Swissgrid en fonction de l'évolution des plans cantonaux.

En vous remerciant de votre engagement en faveur de la Stratégie énergétique 2050, nous vous invitons à tenir compte de notre avis et nous vous adressons, Madame la Présidente de la Confédération, notre considération distinguée.



Pierre Gautier
Président d'ennova SA
Membre du Conseil d'administration des SIG



Jean-Luc Zanasco
Directeur ennova SA
Responsable Développement éolien des SIG

Bundesamt für Energie (BFE)
Vernehmlassung Energiestrategie 2050
Mühlestrasse 4
3063 Ittigen

Bern, 26. April 2017

Vernehmlassung Verordnungen Energiestrategie

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen, unsere Stellungnahme zu den Verordnungen der Energiestrategie 2050 abgeben zu dürfen. Wir plädieren für eine praxisnahe, einfache und effiziente Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben.

1. Energieverordnung

1.1 Geothermie-Erkundungsbeiträge und Geothermie-Garantien – Anspruchsvoraussetzungen und Gesuch

Vorgeschlagener Verordnungsentwurf: Art.25, Abs. 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.

Dass Bewilligungen und Konzessionen rechtskräftig sein müssen, bevor ein Gesuch eingereicht werden kann, erachten wir als höchst problematisch. Die bereits heute langen Verfahrensdauern würden dadurch nochmals verlängert, so dass in dem gesetzlich definierten Zeitfenster zwischen 2018 bis 2023 kaum Geothermie-Projekte eingereicht werden könnten. Mit einem Boom, wie Bundespräsidentin Doris Leuthard in einem Interview vom 22.02.17 mit Geothermie-Schweiz darlegte, wäre nicht zu rechnen.

Erfahrungsgemäss dauert ein Bewilligungsverfahren im besten Fall – das heisst ohne Einsprachen – rund 2 Jahre. Bei Einsprachen, die als Rekurse ans Verwaltungs- und ans Bundesgericht weitergezogen werden, ist mit zusätzlichen 3 Jahren zu rechnen. Im schlechtesten Fall kann es bis zum Vorliegen einer rechtskräftigen Bewilligung also 5 Jahre dauern.

Antrag:

Art 25 Abs. 3 soll wie folgt geändert werden:

Gesuche können beim BFE eingereicht werden, sobald die kantonalen Behörden Vorabklärungen zur Bewilligungsfähigkeit des Geothermieprojekts durchgeführt haben und die Bewilligungsfähigkeit grundsätzlich (d.h. vorbehältlich von Detailuntersuchungen) schriftlich bestätigen.

Die kantonale Behörde könnte zum Beispiel im Expertengremium, das die Gesuche beurteilt, Einsitz nehmen. Des engen Zeitfensters wegen ist es zwingend, dass die Prüfung der Gesuche durch die Expertengruppen etwa zeitgleich während der kantonalen Bewilligungsverfahren durchgeführt werden.

1.2. Anhang 1 (Geothermie-Erkundungsbeiträge) und Anhang 2 (Geothermie-Garantien)

1.2.1 Anrechenbare Investitionskosten

Bei den anrechenbaren Investitionskosten regen wir generell an, auch die Kosten für

- Haftpflicht- und Bauwesenversicherungen,
- Umweltverträglichkeitsprüfung, Umweltbaubegleitung
- Versorgung und Entsorgung (Wasser, Abwasser, Strom etc),
zu berücksichtigen.

Antrag:

Anhang 1, Artikel 2.2 soll wie folgt ergänzt werden:

- h) *Haftpflichtversicherungen*
- i) *Umweltverträglichkeitsprüfungen*
- j) *Versorgung und Entsorgung*

1.2.2 Verfahren für Prospektions- respektive Explorationsbeitrag – Kostenschätzungen

Unter 3.1c und 4.2c werden Kostenschätzungen mit Abweichungen von höchstens 10% verlangt. Eine solche Genauigkeit lässt sich vielfach erst mit umfangreichen und komplexen Ausschreibungen erreichen. Im Schweizer Bauwesen sind für Grobkostenschätzungen +/- 20%, für Kostenschätzungen +/- 15% und für Kostenvoranschläge +/-10% üblich. Wir regen daher an, die in der Schweiz geläufige Definition für eine Kostenschätzung mit einer Genauigkeit von +/- 15% zu verwenden.

Antrag:

Anhang 1, Artikel 3.1c ist wie folgt zu formulieren:

- c) *die detaillierten Terminpläne und Kostenschätzungen mit Abweichungen von höchstens 15 Prozent;*

Antrag:

Anhang 1, Artikel 4.2c ist wie folgt zu formulieren:

c) die detaillierten Terminpläne und Kostenschätzungen mit einer Schärfe von minus 15 Prozent bis plus 15 Prozent der erwarteten Kostengenauigkeit;

1.2.3 Verfahren für Prospektions- respektive Explorationsbeitrag – Innovationsgehalt

Unter 3.3.2.b respektive 4.3.1b wird festgehalten, dass das Expertengremium das Gesuch für einen Prospektionsbeitrag respektive Explorationsbeitrag insbesondere hinsichtlich des technischen und qualitativen Standes der geplanten Arbeiten und des Innovationsgehalts prüft.

Da es bei den Prospektions- und Explorationsbeiträgen letztlich um die Abdeckung eines geologischen Risikos geht, ist nicht nachvollziehbar, warum die Expertengruppe ein Projekt auch nach seinem Innovationsgehalt beurteilen soll. Wir empfehlen, den Ausdruck «Innovationsgehalt» ersatzlos zu streichen.

Antrag

In Anhang 1, Artikel 3.3.2, lit.b, ist der Zusatz «und des Innovationsbedarfs» ersatzlos zu streichen.

Antrag

In Anhang 1, Artikel 4.3.1, lit.b, ist der Zusatz «und des Innovationsbedarfs» ersatzlos zu streichen.

2. Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (EnFV)

2.1 Warteliste und Abbau der Warteliste

Geothermieprojekte, die gemäss EnV Art. 25 entweder Beiträge für die Exploration (Anhang 1, Punkt 4) und/oder Geothermie-Garantien (Anhang 2) erhalten haben, sollen auf der Warteliste vor andere Geothermieprojekte vorrücken. Zudem sollen die Fristen, die in den Grundsatzbescheiden zu den Explorationsbeiträgen und den Geothermie-Garantien festgelegt wurden, mit der Position des jeweiligen Projekts auf der Warteliste abgestimmt werden.

Seitens der Bauherrschaft sind für einen Entscheid zu einer Tiefbohrung in der Regel erstens ein zugesicherter Explorationsbeitrag bzw. eine zugesicherte Geothermie-Garantie und zweitens die zugesicherte Einspeisevergütung nötig. Deshalb liegen idealerweise beide Fördermassnahmen gleichzeitig vor, bzw. die Fristen beider Fördermassnahmen sind so weit wie möglich aufeinander abgestimmt.

Geothermieprojekte, die ein Verfahren zu Erkundungsbeiträgen bzw. Geothermie-Garantien mit aufwändiger und detaillierter Expertenevaluation erfolgreich durchlaufen haben, sind durch diese Qualitätssicherung mit grosser Wahrscheinlichkeit erfolgreicher als solche, die ohne diese Untersuchungen auf der Einspeisevergütung-Liste stehen. Deshalb sollen sie nicht durch andere Geothermieprojekte ausgebremst werden.

Antrag:

Anhang 1.4., Punkt 6, 6.2.2 Gesuchsverfahren / Projektfortschrittmeldung kann mit einer Ziffer 6.2.2 f. ergänzt werden, die den zuständigen Behörden einen Ermessensspielraum ermöglicht, z.B. mit folgendem Wortlaut:

f) *Stand der Verfahren zu allfälligen Beiträgen zur Exploration bzw. der Gewährung von Geothermie-Garantien.*

3. Verordnung CO₂-Gesetz

3.1 Beitragsberechtigung

Art 112, Abs.1 sieht vor, dass bei Projekten zur direkten Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung (Art. 34 Abs. 2 CO₂-Gesetz) Beiträge für die Prospektion und die Erschliessung von Geothermie-Reservoirien gewährt werden können

Wir empfehlen, den Begriff «direkte Nutzung» nicht wortwörtlich, sondern sinngemäss zu interpretieren. Im Interesse der CO₂-Reduktion in der Atmosphäre ist es sinnvoll, grosse Wärmevorkommen im Untergrund auch mit Hilfe von Wärmepumpen zu nutzen. Solche Anwendungen sollten nicht im voraus ausgeschlossen werden.

3.2 Unterstützung von Projekten zur direkten Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung

Art 113, Abs. 2 postuliert, dass Gesuche erst dann beim BFE einzureichen sind, wenn die für das Projekt notwendigen Bewilligungen und Konzessionen rechtskräftig erteilt wurden und dessen Finanzierung gesichert ist.

Dass Bewilligungen und Konzessionen rechtskräftig sein müssen, bevor ein Gesuch eingereicht werden kann, erachten wir als höchst problematisch. Die bereits heute langen Verfahrensdauern würden dadurch nochmals verlängert, so dass in dem gesetzlich definierten Zeitfenster zwischen 2018 bis 2023 kaum Geothermie-Projekte eingereicht werden könnten. Mit einem Boom, wie Bundespräsidentin Doris Leuthard in einem Interview vom 22.02.17 mit Geothermie-Schweiz darlegte, wäre nicht zu rechnen.

Erfahrungsgemäss dauert ein Bewilligungsverfahren im besten Fall – das heisst ohne Einsprachen – rund 2 Jahre. Bei Einsprachen, die als Rekurse ans Verwaltungs- und ans Bundesgericht weitergezogen werden, ist mit zusätzlichen 3 Jahren zu rechnen. Im schlechtesten Fall kann es bis zum Vorliegen einer rechtskräftigen Bewilligung also 5 Jahre dauern.

Antrag:

Art 113, Abs. 2 soll wie folgt geändert werden:

Gesuche können beim BFE eingereicht werden, sobald die kantonalen Behörden Vorabklärungen zur Bewilligungsfähigkeit des Geothermieprojekts durchgeführt haben und die Bewilligungsfähigkeit grundsätzlich (d.h. vorbehältlich von Detailuntersuchungen) schriftlich bestätigen.

Die kantonale Behörde könnte zum Beispiel im Expertengremium, das die Gesuche beurteilt, Einsitz nehmen. Des engen Zeitfensters wegen ist es zwingend, dass die Prüfung der Gesuche durch die Expertengruppen etwa zeitgleich während der kantonalen Bewilligungsverfahren durchgeführt werden.

3.3. Reihenfolge der Berücksichtigung

Art 113a, Abs. 3 legt fest, dass bei Berücksichtigung von Projekten auf der Warteliste jene Projekte bevorzugt werden, die weiter fortgeschritten sind und/oder früher eingereicht wurden.

Wir stehen einem solchen Vorgehen kritisch gegenüber. Primär geht es bei geothermischen Wärmeprojekten darum, den Verbrauch fossiler Brennstoffe im Interesse des Klimaschutzes zu reduzieren. Daher sollte nicht die Chronologie der Gesuchseingabe entscheidend sein, sondern vielmehr die mit dem Projekt beabsichtigte CO₂-Einsparung.

Antrag

Artikel 113a, Abs. 3 ist neu zu formulieren:

Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so berücksichtigt das BFE für die Prüfung der Gesuche nach Artikel 113 die am weitesten fortgeschrittenen Projekte. Sind mehrere Projekte gleich weit fortgeschritten, so ist der höhere Klimaschutz massgebend.

4. Geodaten

Wir stimmen darin überein, dass Daten aus Prospektionen, Explorationen und Bohrungen rasch der Öffentlichkeit zugänglich zu machen sind. Die in verschiedenen Artikeln vorgeschlagene Frist von 12 Monaten halten wir aber für zu kurz. Wir schlagen 24 Monate vor.

Antrag

Energieverordnung, Anhang 1, Art. 5.3

Swisstopo stellt die primären und die primären prozessierten Geodaten innert 24 Monaten nach Abschluss der Prospektion oder Exploration der Öffentlichkeit zur Verfügung.

Antrag

CO₂-Verordnung, Anhang 12, Art. 5c

Swisstopo stellt die primären und die primären prozessierten Geodaten innert 24 Monaten nach Abschluss der Explorationsbohrung der Öffentlichkeit zur Verfügung.

Geothermie-Schweiz
26.04.17, Jürg Abbühl, Generalsekretär

Stellungnahme und Anträge der HEXIS AG zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 Vernehmlassungsverfahren zu den Änderungen auf Verordnungsstufe

1. Energieverordnung (EnV)

Art. 59 Globalbeiträge an kantonale Programme zur Förderung der Energie- und Abwärmenutzung

[...]

2 Globalbeiträge dürfen nicht eingesetzt werden für:

- a. öffentliche Bauten und Anlagen des Bundes und der Kantone;
- b. Anlagen, die ~~fossile Energien verbrauchen~~ **keinen Anteil an erneuerbarer Energie enthalten oder keinen Strom produzieren.**

Begründung: Auf dem – voraussichtlich langen – „Übergang zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung erneuerbarer Energien gründet“ (vgl. Art. 1 Abs. 2 lit. c EnG) werden noch einige Zeit auch fossile Energieträger eingesetzt werden müssen. Dies im ungünstigen Fall via Stromimporte aus nicht kontrollierbaren Quellen aus dem Ausland. Mit dem Ziel einer „sparsamen und effizienten Energienutzung“ (vgl. Art. 1 Abs. 2 lit. b EnG) müssen fossile Energieträger im Rahmen des vorliegenden 1. Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 vor allem exergetisch genutzt werden. Dies erfolgt vorbildhaft mit Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK), welche die Exergie des Brennstoffs nutzen und zudem die anfallende Anergie (Abwärme) für Heizzwecke einsetzen. Sie dienen zudem bedarfsgerecht der Sicherstellung der Stromversorgung in der Schweiz. Diese bereits im „Übergang“ kategorisch von Förderbeiträgen auszuschliessen, ist der Versorgungssicherheit nicht dienlich.

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 oder der gesamtwirtschaftlichen Stabilität dienen.

Begründung: Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird über längere Zeit eine fundamentale und herausfordernde Aufgabe der Energiewirtschaft sein. Eine breitere Ausrichtung der Programme ist deshalb angezeigt.

2. Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 2 Begriffe

In dieser Verordnung bedeuten

[...]

- c. biogenes oder synthetisches Gas: aus Biomasse, aus anderen erneuerbaren Energien oder aus Abfällen hergestellte Gas;

Begründung: Die Beschränkung auf aus Biomasse hergestelltes Gas greift zu kurz. Das Ziel des Gesetzgebers ist ja die Förderung der Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromproduktion. Speicherbare und bedarfsgerecht in Stromerzeugungsanlagen einsetzbare Energieträger werden dabei eine wichtige Rolle spielen müssen. Neben Biogas gibt es eine Reihe anderer aus erneuerbaren Energieträgern oder aus Abfällen (nicht nur aus Biomasse entstandene) herstellbare gasförmige Brennstoffe, die dazu beitragen können. Grundsätzlich müssten auch daraus erzeugte flüssige Brennstoffe miteinbezogen werden.

6. Kapitel: Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

1. Abschnitt: Anspruchsvoraussetzungen

Anhang 1.5 Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem

Antrag:

Beibehalten des Bonus für externe Wärmenutzung von 2.5 Rp/kWh gemäss bisherigem Anhang 1.5 Ziff 6.5 h.

Begründung: Im bisherigen Anhang 1.5 der EnV wurde unter Ziff. 6.5 h ein Bonus für externe Wärmenutzung von 2.5 Rp/kWh gewährt. Damit war die Forderung einer erhöhten Wärmenutzung umsetzbar. Im Begleitbericht wird das Streichen des Bonus mit der stärkeren Fokussierung auf die Stromproduktion begründet. Dies ist so nicht nachvollziehbar. Die erhöhte Nutzung der ohnehin anfallenden Abwärme verbessert keineswegs die Stromproduktion. Eine erhöhte Nutzung der Abwärme unterstützt vielmehr den Zweck des neuen Energiegesetzes, nämlich die effiziente Energienutzung und reduziert zudem die CO₂-Emission, falls der damit abgedeckte Wärmebedarf mit fossilen Energieträgern gedeckt werden muss.

3. Änderungen der CO₂-Verordnung: Rückerstattung CO₂-Abgabe von WKK-Anlagen

Einleitung

Wir begrüssen grundsätzlich die vorgesehene Ergänzung des CO₂-Gesetzes mit den Art. 31a, 32a und 32b, welche zumindest eine teilweise Rückerstattung der CO₂-Abgabe von WKK-Anlagen ermöglicht. Damit wird die hohe Umwandlungseffizienz der Wärme-Kraft-Kopplung, welche den eingesetzten Brennstoff nicht nur in Wärme umwandelt, sondern auch den hochwertigen Anteil nutzt und Strom generiert, berücksichtigt. Interessant ist, dass heute Technologien vorhanden sind, welche bereits bei kleinsten Anlageleistungen hohe elektrische Wirkungsgrade (35-60 %) ausweisen. Für die künftige Versorgungssicherheit und die eigene Stromversorgung in der Schweiz ein relevanter Beitrag, der jedoch in einem stark verzerrten Marktumfeld mit substantiellen Problemen konfrontiert ist, um konkurrenzfähig zu sein. Nahezu alle übrigen Stromerzeugungsarten werden auf unterschiedliche Art finanziell gefördert oder bei Stromimporten werden die damit verbundenen CO₂-Emissionen ausgeblendet.

Wir erachten es deshalb als notwendig, dass die Auflagen für die Rückerstattung der CO₂-Abgabe niederschwellig sind und keinen unnötigen Zusatzaufwand beim Betreiber der WKK-Anlage wie auch bei der Behörde auslösen.

In der parlamentarischen Debatte wurde die Anlagengrösse für Rückerstattung der CO₂-Abgabe eingehend diskutiert und schlussendlich vom ursprünglichen Vorschlag des Bundesrats, eine untere Limite von 1 MW Feuerungswärmeleistung festzulegen, Abstand genommen und im Gesetz kein Wert eingesetzt. Die Regelung der Einzelheiten für die Umsetzung wurde dem Bundesrat übertragen. In der Verordnung wurde nun einfach wieder der Grenzwert von 1 MW Feuerungswärmeleistung aufgenommen und eine eher komplizierte Regelung für den Nachweis der Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz eingesetzt.

Mit dem Ziel, dass von der Rückerstattung der CO₂-Abgabe möglichst viele WKK-Anlagen profitieren und damit die in der Schweiz eingesetzten fossilen Brennstoffen hocheffizient genutzt werden und zur Sicherung der Stromversorgung vor allem im Winterhalbjahr beitragen, schlagen wir ihnen deshalb folgende Anpassungen vor:

Art. 96a Rückerstattung für Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, die WKK-Anlagen betreiben

1 Ein Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, welches WKK-Anlagen betreibt, erhält auf Gesuch hin 60 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die für die Stromproduktion nach Artikel 32a des CO₂-Gesetzes eingesetzt wurden, rückerstattet, wenn:

- a. eine oder mehrere WKK-Anlagen je eine Feuerungswärmeleistung von ~~mindestens 1 MW~~ höchstens 20 MW aufweisen;
- b. ~~eine oder mehrere WKK-Anlagen gegenüber dem Jahr 2012 zusätzlich 1,22 GWh Strom pro Jahr produziert hat, der mit fossilen Brennstoffen erzeugt wurde; und~~
- c. ~~der zusätzlich produzierte Strom ausserhalb des Unternehmens verwendet wurde.~~

2 Es hat Anspruch auf die Rückerstattung der restlichen 40 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion nach Artikel 32a des CO₂-Gesetzes eingesetzt wurden, wenn es:

- a. diesen Betrag für Massnahmen nach Artikel 31a Absatz 2 des CO₂-Gesetzes einsetzt;
- b. ~~die Massnahme wirksam der Steigerung der Energieeffizienz dient;~~

Begründung: in Artikel 32b Absatz 2 beschreibt bereits "... Steigerung Energieeffizienz ...".

b. (neu) diesen Betrag oder den nicht für hiavor in lit a genannte Massnahmen genutzten Betrag für die Beschaffung von aus Biomasse oder aus anderen erneuerbaren Energien hergestellte Brennstoffe verwendet

Begründung: Zweck des CO₂-Gesetzes (Art. 1) ist nach wie vor die Verminderung der CO₂-Emissionen. Durch die Steigerung der Energieeffizienz wird diesem Zweck nur entsprochen, falls dadurch der Verbrauch an fossilen Energieträgern reduziert wird. Wird damit ausschliesslich der Stromverbrauch reduziert, entspricht dies zwar dem Ziel des Energiegesetzes, leistet aber nur einen kleinen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen. Dies wird beispielsweise auch durch das Monitoring von Energiesparmassnahmen im Rahmen der Zielvereinbarungen mit der Energieagentur der Wirtschaft bestätigt: Sparmassnahmen im Bereich des Stromverbrauchs leisten keinen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Intensität.

Obschon der mit dem 1. Massnahmenpaket zur ES 2050 revidierte Artikel 34 (CO₂-Gesetz) nicht mehr explizit die Förderung der erneuerbaren Energien erwähnt, entspricht die vorgeschlagene Massnahme dem Ziel dieses Artikels: Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden.

Weil sämtliche mit Brennstoffzellen ausgerüsteten WKK-Anlagen mit Erdgas versorgt werden, ist der Bezug von Biogas über das Erdgasnetz zudem sehr einfach. Der Nachweis kann wie beispielsweise im Anhang 1.5 EnFV Ziff. 2.3.5 beschrieben durch den Gaslieferanten erfolgen.

Diese Massnahme bietet sich insbesondere für kleinere Anlagen an, wo der Aufwand beim Betreiber und bei der Behörde für den Nachweis und die Überprüfung von Massnahmen zur Effizienzsteigerung relativ gross ist. Deshalb kann in Absatz 1 hiavor auch gut auf eine untere Leistungsgrenze verzichtet werden.

Art.98a Rückerstattung für Unternehmen, die WKK-Anlagen betreiben

1 Ein Unternehmen, das weder am EHS teilnimmt noch einer Verminderungsverpflichtung unterliegt und das WKK-Anlagen nach Artikel 32a Absatz 1 des CO₂-Gesetzes betreibt, erhält für jede WKK-Anlage, die je eine Feuerungswärmeleistung von ~~mindestens 1 MW und~~ höchstens 20 MW aufweist ~~ein~~ auf Gesuch hin 60 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, rückerstattet.

2 Das Unternehmen hat Anspruch auf die Rückerstattung der restlichen 40 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, wenn es:

- a. diesen Betrag für Massnahmen nach Artikel 32b Absatz 2 des CO₂-Gesetzes einsetzt;
- ~~b. die Massnahme wirksam der Steigerung der Energieeffizienz dient;~~

Begründung: Analog zur Korrektur in Art. 96a

~~b. (neu) diesen Betrag oder den nicht für hiavor in lit a genannte Massnahmen genutzen Betrag für die Beschaffung von aus Biomasse oder aus anderen erneuerbaren Energien hergestellte Brennstoffe verwendet~~

Begründung: Analog zur Korrektur in Art. 96a

Art. 98b Gesuch um Rückerstattung für übrige Unternehmen, die WKK-Anlagen betreiben

1 Das Rückerstattungs-gesuch ist bis zum 30. Juni beim BAFU zuhanden der Vollzugsbehörde einzureichen. Es muss der von der Vollzugsbehörde vorgegebenen Form entsprechen und insbesondere enthalten:

- a. die Menge der für die Stromproduktion verwendeten abgabebelasteten Brennstoffe; berechnet sich anhand der auf dem Herkunftsnachweis ausgewiesenen jährlichen Strommenge und des Heizwertes des verwendeten Energieträgers;
- b. Angaben über die Feuerungswärmeleistung;
- c. Angaben über die jährliche Entwicklung der CO₂-Emissionen, die aufgrund der gemessenen Produktion von Strom entstanden sind;
- d. Angaben über geplante Massnahmen;
- e. Angaben über Menge und Art der für die Stromproduktion verbrauchten fossilen Brennstoffe in Form von Aufzeichnungen über Eingang, Ausgang und Verbrauch der Brennstoffe sowie über die Lagerbestände;
- f. die Rechnungen über die bezahlten CO₂-Abgaben;
- g. den Herkunftsnachweis nach Artikel 9 Absatz 1 EnG23;
- h. den angewendeten CO₂-Abgabesatz.

Bemerkung: Die Liste der an die Vollzugsbehörde zu meldenden Angaben ist lang. Für seriengefertigte Kleinanlagen bis 50 kW elektrischer Leistung wird ein vereinfachtes Verfahren benötigt, dessen Aufwand im Verhältnis zur generierten Energie steht.

2 Das BAFU prüft die Voraussetzungen nach Absatz 1 Buchstaben a–d und leitet das Gesuch zum Entscheid an die EZV weiter.

~~3 Das Rückerstattungs-gesuch muss zusätzlich einen Monitoringbericht auf Formular enthalten. Dieser muss insbesondere Angaben über die Entwicklung der CO₂-Emissionen, die aufgrund der Stromproduktion entstanden sind, sowie eine Beschreibung der umgesetzten Massnahmen und Investitionen enthalten.~~

Begründung: Mit den in Art. 98b Absatz 1 lit. a – h geforderten Angaben sind alle Informationen vorhanden und es ist nicht einsehbar, wieso der Betreiber einer Anlage noch weiterer Aufwand leisten muss.

Winterthur, den 8. Mai 2017

HEXIS AG

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Per E-Mail an: bfe.admin.ch

Zürich, 29.4.2017

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

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Leuthard, Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir die Gelegenheit zur Stellungnahme in obgenannter Angelegenheit wahr.

1. Einleitung

Der Branchenverband Holzbau Schweiz vertritt die Interessen von rund 1200 Mitgliedsbetrieben, welche ca. 13'600 Mitarbeiter beschäftigen. Wir bekennen uns zur Schweizerischen Klima- und Energiepolitik und engagieren uns für die Entwicklung und Realisierung nachhaltiger Bausysteme. Unsere Mitgliedbetriebe leisten seit Jahren einen wesentlichen Beitrag dazu.

2. Stellungnahme

Holzbau Schweiz schliesst sich in Eingangs erwähnter Vernehmlassung vollumfänglich den Ausführungen der aee Suisse, Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz, an. Wir bitten Sie, unsere Stellungnahme in diesem Sinne zu berücksichtigen und danken Ihnen für die Aufmerksamkeit.

Freundliche Grüsse

Hans Rupli



Zentralpräsident

Gabriela Schlumpf



Direktorin



per E-Mail an:
energiestrategie@bfe.admin.ch

Datum 27. April 2017
Ansprechperson Andreas Keel
Direktwahl 044 250 88 10
E-Mail keel@holzenergie.ch

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

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Gelegenheit, zu den Änderungen der folgenden Verordnungen Stellung nehmen zu können:

- **Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71)**
- **CO₂-Verordnung (CO₂-Verordnung; SR 641.711)**
- **Energieverordnung (EnV; SR 730.01)**

Ebenso bedanken wir uns für die Gelegenheit, zur neuen Verordnung Stellung zu nehmen:

- **Energieförderungsverordnung EnFV**

Änderungen der StromVV

Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch

Dieser Formulierung fehlt die gesetzliche Grundlage. Art. 17 Abs. 2 spezifiziert die Anforderungen gemäss Strom VG (Art.6 und 7). Netzbetreiber müssen entstehende Kosten allfälliger Netzverstärkungen (Mikrogrids) auf Eigenverbrauchsgemeinschaften übertragen können.

Verordnungstext	Vorschlag Holzenergie Schweiz
<p>¹ Ein Netzbetreiber kann einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Artikel 17 oder 18 des Energiegesetzes vom 30. September 2016² (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.</p> <p>² Werden im Zusammenhang mit dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bestehende Anschlussanlagen nicht mehr genutzt, so werden deren verbleibende Kapitalkosten vom Zusammenschluss abgegolten. Werden bestehende Anschlussanlagen nur noch teilweise genutzt, so gilt eine anteilmässige Abgeltungspflicht.</p>	<p><i>ersatzlos streichen</i></p>

Art. 7 Abs. 3 Bst. f^{bis}, h und m

Die Akzeptanz neuer Infrastrukturen und Technologien, die mitunter auch neues Wissen und Verhaltensänderungen auf Seiten der Anwender erfordern, muss mit entsprechenden Sensibilisierungsmassnahmen unterstützt werden. Diese sind als relevanter Faktor in der Kostenrechnung des Netzbetreibers zu berücksichtigen.

Verordnungstext	Vorschlag Holzenergie Schweiz
<p>³ In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere:</p> <p>f^{bis}. Kosten für intelligente Messsysteme nach Artikel 8a;</p>	<p><i>Buchstabe n. ergänzen:</i></p> <p>n. Kosten für gewisse innovative Massnahmen wie z. B. Sensibilisierungsaktivitäten, die für die Netzentwicklung und Netzstabilität wichtig sind.</p>

- h. Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung von Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 EnG³;
- m. Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme einschliesslich der Vergütungen

Art. 8 Abs. 3, 3^{bis} und 5

Es ist eine Präzisierung erforderlich, dass die Messdaten und Informationen innert Sekunden über eine gängige Schnittstelle an den Endverbraucher übermittelt werden müssen. Damit soll dieser die Möglichkeit erhalten, seine Verbraucher wie Boiler, Wärmepumpen, Waschmaschinen etc. abhängig vom Netztarif und der Eigenproduktion zu steuern, ohne dafür einen zusätzlichen Privatähler installieren zu müssen.

Verordnungstext	Vorschlag Holzenergie Schweiz
<p>³ Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei sämtliche Messdaten und Informationen zur Verfügung, die notwendig sind für:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Netzbetrieb; b. das Bilanzmanagement; c. die Energielieferung; d. die Anlastung der Kosten; e. die Berechnung der Netznutzungsentgelte und f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem Energiegesetz vom 30. September 2016⁴ (EnG) und der Energieverordnung vom 1. Januar 2018⁵ (EnV). 	<p><i>Buchstabe b. ändern:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> b. das Bilanzmanagement <u>(als Basis für zeitechte Verbrauchersteuerung durch Endverbraucher und/oder Netzbetreiber)</u>; <p><i>Buchstabe g. ergänzen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>g. die zeitechte Verbrauchersteuerung durch Endverbraucher</u>
<p>^{3bis} Sie dürfen die Leistungen nach Absatz 3 den Bezüglern nicht zusätzlich zum Netznutzungsentgelt in Rechnung stellen. Werden Leistungen nach Absatz 3 von Dritten erbracht, so müssen sie diese angemessen entschädigen.</p> <p>5 <i>Aufgehoben</i></p>	

Art. 8a Intelligente Messsysteme

Verordnungstext	Vorschlag Holzenergie Schweiz
<p>² Ein intelligentes Messsystem ist eine Messeinrichtung, die folgende Elemente aufweist:</p> <p>a. einen elektronischen Elektrizitätszähler beim Endverbraucher oder Erzeuger, der:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Wirkenergie und Blindenergie erfasst,2. Lastgänge mit einer Periode von fünfzehn Minuten ermittelt und mindestens dreissig Tage speichert,3. über Schnittstellen verfügt, wovon eine zur bidirektionalen Kommunikation mit dem Datenverarbeitungssystem reserviert ist und eine andere durch den Endverbraucher oder Erzeuger benutzt werden kann, und4. Unterbrüche der Stromversorgung erfasst und protokolliert; <p>b. ein digitales Kommunikationssystem, das die automatisierte Datenübermittlung zwischen dem Elektrizitätszähler und dem Datenverarbeitungssystem des Netzbetreibers gewährleistet; und</p> <p>c. ein Datenverarbeitungssystem beim Netzbetreiber, das:</p> <ol style="list-style-type: none">1. sämtliche Elektrizitätszähler des Netzbetreibers nach Buchstabe a verwaltet,2. die Daten bearbeitet, namentlich abruft, plausibilisiert und Ersatzwerte bildet,3. über ein internetbasiertes Kundenportal Endverbrauchern und Erzeugern ermöglicht, ihre Lastgangwerte und weiteren Messdaten abzurufen.	<p><i>Abs. 2, Ziffer c 3 ersatzlos streichen</i></p>

Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme

Wir sind der Meinung, dass der Endverbraucher aufgrund der hohen Datensensibilität in jedem Fall seine ausdrückliche Zustimmung für die Installation intelligenter Mess- und Regelsysteme geben muss. Insbesondere Abs. 4 wird im Interesse des Datenschutzes und zur Wahrung des Geschäftsgeheimnisses äusserst kritisch beurteilt und in dieser Form entsprechend abgelehnt.

Verordnungstext	Vorschlag
³ Der 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.	<i>Abs. 3 ersatzlos streichen oder mindestens als Option (Der Netzbetreiber <u>kann</u> ...) formulieren.</i>
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.	<i>Abs. 4 ersatzlos streichen</i>

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

Der Wechsel der Bezugsgrösse von der Anschlussleistung der Anlage zur Anschlussleistung des Endverbrauchers ist grundsätzlich richtig. Eine nicht gerechtfertigte Sonderbehandlung der Eigenverbraucher wird damit verhindert. Die Anschlussleistung von 15 kVA ist jedoch deutlich zu tief gewählt. Dies entspräche einer Sicherung von 21.7 A. Typische Haussicherungen bei bestehenden EFH haben 40 oder 63 Ampère, was einer Anschlussleistung von 27.7 resp. 43.6 kVA entspricht ($A \times 400V \times \sqrt{3}$). Wir fordern eine Grenze von 50 kVA, bis zu der nur eine Kundengruppe zulässig ist. Der Einsatz intelligenter Steuerungen ist per se kein ausreichender Grund für eine separate Kundengruppe.

Verordnungstext	Vorschlag
Artikel 18 Abs. 1 ^{bis} und 2 ^{1bis} Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. Bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.	<i>Wir empfehlen folgende Anpassungen:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Wie bisher <u>70 % nicht-degressiver Arbeitstarif</u>, neu gilt der Grundsatz <u>auch für Endverbraucher, die eine Leistungsmessung haben</u>.

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.

- Für höhere Anschlussleistung oder Produktionsanlagen über 15 kVA (resp. einer höheren Grenze, s.o.): auch hier 70 % nicht-degressiver Arbeitstarif, sofern auf Spannungsebene <1 kV angeschlossen.
- Der Netzbetreiber kann allen Endverbrauchern auf Spannungsebene <1 kV als Alternative zur Basisoption (70 % Arbeitstarif) neue Netzprodukte (z. B. einfache Leistungstarife) anbieten.

Art. 27 Abs. 4 und 5

Verordnungstext	Vorschlag
<p>⁴ Die Netzbetreiber konsultieren vor dem Erlass von Richtlinien nach Artikel 3 Absätze 1 und 2, 7 Absatz 2, 8 Absatz 2, 8b, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, 17 und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. Sie veröffentlichen die Richtlinien über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet. Können sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf diese Richtlinien einigen oder sind diese nicht sachgerecht, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen.</p>	<p><i>Abs. 4 zweiten Satz streichen</i></p>

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

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx. xxxx bereits installierte Messeinrichtungen, die den Anforderungen nach Artikel 8a nicht entsprechen, dürfen längstens während sieben Jahren nach dem Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx verwendet werden. Innerhalb dieser Übergangsfrist bestimmt der Netzbetreiber, wann er eine solche Messeinrichtung mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a ausstatten will. Unabhängig davon sind Endverbraucher mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a</p>	<p><i>Abs. 1 korrigieren:</i> Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx bereits installierten Messeinrichtungen, die den Anforderungen nach Artikel 8a nicht entsprechen, dürfen längstens während <u>zehn</u> Jahren nach dem Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx verwendet werden.</p>

auszustatten, wenn sie von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, und Erzeuger, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen.

Änderungen der CO₂-Verordnung

Art. 104 Globalbeitragsberechtigung

Entgegen seinem Titel stellt das harmonisierte Fördermodell der Kantone (HFM 2015) nur bedingt eine harmonisierte Förderung sicher. Für das Basisförderprogramm gibt es, wie im Bericht erwähnt, 3 Varianten (Gebäudesanierung mit Einzelmassnahmen, Gebäudesanierung in umfangreichen Etappen, umfassende Gebäudesanierung ohne Etappierung). Dadurch ist beispielsweise nicht sichergestellt, dass eine landesweite Förderung der Holzenergie stattfindet. Diese Technologie wird damit massgeblich gegenüber anderen Technologien, wie zum Beispiel der Photovoltaik benachteiligt. Wir erwarten vom BFE eine stärkere Einwirkung auf die Kantone, damit die Harmonisierung keine leere Worthülse bleibt. Gemäss Bundesverfassung Art. 89 sind die Kantone „vor allem“ für den Verbrauch von Energie in Gebäuden zuständig, also nicht ausschliesslich.

Mindestens muss explizit zugelassen werden, dass Kantone, die sich für die Varianten Gebäudesanierung in Etappen oder ohne Etappierung entscheiden, zusätzlich Einzelmassnahmen wie die Förderung von Holzenergieanlagen mit Mitteln aus der Teilzweckbindung fördern können. Es ist denkbar, dass die Kantone nicht alle verfügbaren Mittel aus den Globalbeiträgen ausschöpfen werden. Für diesen Fall regen wir den Aufbau eines aus den verbleibenden Mitteln finanzierten nationalen Förderprogramms für Holzenergieanlagen an.

Änderungen der EnV

Art. 7

Wir begrüssen sehr, den Guichet Unique beim BFE anzusiedeln (Abs. 1). Hier ist die notwendige Fachkompetenz für die teilweise sehr komplexen Sachverhalte vorhanden.

Gem. erläuterndem Bericht handelt es sich beim Guichet Unique nicht um eine Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes. Es gehöre somit nicht zur Aufgabe des BFE, eine konsolidierte Stellungnahme des Bundes bzw. einen konzentrierten Entscheid zu fällen. Genau dies wäre aber notwendig, um die Bewilligungsverfahren zu beschleunigen, was der eigentliche Sinn von Art. 14 ist. Entsprechend ist im Energiegesetz vorgesehen, dass „der Bundesrat eine Verwaltungseinheit bezeichnet, die für die Koordination dieser Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren sorgt“ (Art. 14 Abs. 4) und dass „der Bund zur Unterstützung der Kantone methodische Grundlagen erarbeitet und die Gesamtsicht, Einheitlichkeit und Koordination sicher stellt“ (Art. 11 Abs. 1).

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Art. 7 Absatz 1 ist wie folgt zu ergänzen:</i></p> <p>Für die Koordination der Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren nach Artikel 14 Absatz 4 EnG ist bei Windkraftanlagen das Bundesamt für Energie (BFE) zuständig. <u>Das BFE fungiert als Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes vom 21. März 1997 (RVOG).</u></p>

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.

Verordnungstext	Vorschlag
¹ Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über: <ul style="list-style-type: none"> a. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 GWh verfügen; oder b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh und über mindestens 800 Stunden Stauinhalt bei Volleleistung verfügen. 	<i>Abs. 1 ändern:</i> ¹ Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über: <ul style="list-style-type: none"> a. <i>im Winterhalbjahr</i> über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens <u>6,7 GWh</u> verfügen; oder b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens <u>5 GWh</u> und über mindestens <u>30 Stunden</u> Stauinhalt bei Volleleistung verfügen.

Art. 9 Windkraftanlagen von nationalem Interesse

Der in Art. 9 vorgesehene Grenzwert für das nationale Interesse von Windenergieanlagen von 10 GWh ist aus mehreren Gründen wichtig und deshalb sehr zu begrüßen. Erstens stellt der Wert die Kohärenz zu den kantonalen Planungen sicher, welche i.d.R. gleichlautende oder entsprechende Bedingungen für die Bezeichnung der Standorte in der Richtplanung verwenden. Es ist Aufgabe der kantonalen Richtplanung, Standorte für die Windenergie so auszuscheiden, dass ein Optimum zwischen Energieerzeugung und Landschafts-/Naturschutzinteressen erreicht wird. Es wäre deshalb schwer nachvollziehbar, wenn die gewählte Lösung durch das nationale Interesse in zwei Kategorien geteilt würde (Standorte mit/ohne nationales Interesse). Zweitens würde ein höherer Grenzwert zu einer Konzentration auf den Westschweizer Jura führen, was sich erfahrungsgemäss negativ auf die Akzeptanz auswirkt. Die Standorte in der Zentral-, Nord- und Ostschweiz weisen in der Regel ein geringeres Produktionspotenzial auf als die Standorte im Westschweizer Jura. Ein Grenzwert von 20 GWh oder mehr würde die Entwicklung in diesen Regionen hemmen. Drittens erhöhen sich die Realisierungschancen auch für Standorte mit grossem Potenzial, wenn diese in mehreren Etappen realisiert werden. Dies hat sich insbesondere auf dem Mont Crosin als sehr erfolgreich erwiesen. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass Gegner der Nutzung der Windenergie versuchen, bereits die erste Etappe durch Einsprachen/Beschwerden in Frage zu stellen. Umso wichtiger ist deshalb, dass das nationale Interesse bereits für die erste Etappe gegeben ist. Aufgrund der vorgenannten Punkte gehen wir schliesslich davon aus, dass mit einem höheren Grenzwert die Ziele der Energiestrategie kaum zu erreichen sind.

Verordnungstext	Vorschlag
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. ² Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh verfügen.	<i>Unterstützung des Art. 9 wie bestehend.</i>

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.

Art. 13 Vergütung

Wir begrüssen ausdrücklich die vorgeschlagene Regelung, wonach sich die Vergütung nach Kosten des Bezugs bei Dritten und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen richtet. Die hier angewendete Interpretation der Formulierung „vermiedene Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität“ (EnG, Art. 15, Abs. 3, Bst. a) entspricht dem Ratsvotum von Nationalrat Roger Nordmann, französischsprachiger Berichterstatter der UREK-N: « A l'article 17 alinéa 3 , le Conseil des Etats a prévu que le distributeur électrique qui reprend de l'électricité auprès d'un producteur décentralisé - hors du système de rétribution à prix coûtant du courant injecté - doit payer le même prix que celui auquel il se procure le courant vendu à ses clients finaux. Concrètement, si un distributeur, dans une commune donnée, vend son électricité au consommateur final captif neuf centimes - hors timbre et taxes -, cela signifie qu'il a acheté ou produit cette énergie pour 7 ou 8 centimes. Il doit alors payer le même prix à un producteur décentralisé. Il reste une marge décente entre les 7 et 8 centimes auxquels il achète l'énergie au producteur ». Bei einer ausschliesslichen Orientierung an den Bezugskosten bei Dritten (wie im bestehenden Gesetz, gemäss Entscheid ElCom vom April 2016) ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Photovoltaikanlagen nur bei sehr hohem Eigenverbrauchsanteil möglich. Davon betroffen wären u.a. landwirtschaftliche Anlagen mit geringem Eigenverbrauch, aber hoher Bedeutung für den Ausbau der Photovoltaik. Die langen Wartefristen für die GREIV und die Kürzung der Vergütungsdauer bei der Direktvermarktung auf 15 Jahre steigert zusätzlich die Bedeutung einer angemessenen Rückliefervergütung. Allerdings weisen wir darauf hin, dass die Berechnung und Offenlegung des korrekten Preises durch jeden einzelnen VNB wettbewerbsrechtliche Fragen aufwirft und zudem beträchtliche Aufwände generiert und für Unsicherheiten bei den Anlagebetreibern führt. Eine einheitliche Preisfestsetzung für die ganze Schweiz wäre deutlich effizienter. Mit dem „15-Räppler“ für alle erneuerbaren Energien war das früher bereits der Fall.

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Gemäss Vorschlag BFE</i></p>

Art. 14 Anlagenleistung

Es ist nicht nachvollziehbar, wieso für die Wasserkraft die hydraulische Bruttoproduktion als Basis für die Leistungsbestimmung angewendet wird. Bei allen anderen Technologien wird die maximale Leistung verwendet, wie dies auch internationaler Standard ist. Mit der vorliegenden Leistungsdefinition ist so bspw. auch die Grosswasserkraft mit Anschlussleistungen bis zu 25 MW (s. Beispiele aktueller 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 bspw. in Art. 15 EnFV oder Art. 15 EnG.

Verordnungstext	Vorschlag
² Die Leistung einer Wasserkraftanlage bezieht sich auf die Bruttoleistung. Für deren Berechnung gilt Artikel 51 des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916 ⁶ .	<i>Abs. 2 ändern:</i> ² Die Leistung einer Wasserkraftanlage bezieht sich auf die <u>maximal mögliche elektrische Leistung</u> (Engpassleistung).

Art. 15 Ort der Produktion

Diese Lösung entspricht dem Zweckartikel 1 des Energiegesetzes, wonach eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sichergestellt werden muss. Parallelnetze sind zu vermeiden, vorhandene Netze sind technisch und wirtschaftlich optimal zu nutzen.

Verordnungstext	Vorschlag
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.	<i>Artikel ändern:</i> Als Ort der Produktion gilt das Grundstück, auf dem die Produktionsanlage liegt. Umliegende Grundstücke gelten ebenfalls als Ort der Produktion, <u>sofern das Verteilnetz des Netzbetreibers zwischen der Produktionsanlage und dem Verbrauch nicht in Anspruch genommen wird.</u> Das Verteilnetz des Netzbetreibers kann durch die Eigenverbrauchsgemeinschaft nur in Anspruch genommen werden, sofern dadurch der Aufbau eines Parallelnetzes verhindert werden kann. Die Netznutzung ist kostenorientiert zu vereinbaren.

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Das Ziel einer Erneuerbaren-Energie-Quote von 10 Prozent erweist sich als wirksamer Treiber beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Schweizer Stromsystem. Diese Option trägt besser zur Energiestrategie 2050 bei und sollte deshalb auch für die Bestimmung der für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch erforderlichen Produktionsleistung einer Anlage herangezogen werden.

Verordnungstext	Vorschlag
Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung der Anlage bei mindestens 10 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität liegt.	<i>Anforderung auf Anteil erneuerbarer Energien an der Produktionsleistung fokussieren:</i> Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung der Anlage einen Anteil <u>von mindestens 10 Prozent erneuerbare Energie erreicht</u> .

Art. 18 Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch

Der wirtschaftliche und netzdienliche Zubau dezentraler Energiespeicher ist eine Voraussetzung für den gelingenden Umbau des Energiesystems im Sinne der Energiestrategie 2050. Aus diesem Grund dürfen Speicher unabhängig von ihrer Auslegung und Technologie zumindest nicht diskriminiert werden. Darüber hinaus besteht ein Klärungsbedarf hinsichtlich der in diesem Artikel verwendeten Terminologie sowie den Umgang mit neuen Speichertechnologien bzw. -anwendungen, die künftig erheblich an Bedeutung gewinnen, jedoch in diesem Artikel noch nicht berücksichtigt sind.

Verordnungstext	Vorschlag
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.	<i>Abs. 1 ergänzen:</i> 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. <u>Grundsätzlich dürfen an Speicher keine strengeren technischen Anschlussanforderungen als an Endverbraucher und Produktionsanlagen gestellt werden.</u>
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 StromVV8 auszustatten. Die Daten, die zur Berechnung der vom Speicher aus dem	<i>Abs. 2 ersatzlos streichen</i>

Verteilnetz bezogenen und in dieses Netz abgegebenen Elektrizität notwendig sind, sind von der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer dem Netzbetreiber zu übermitteln.

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

Klärungsbedarf:

- Was versteht das BFE unter einer Phasensaldierung?
- Wie soll in Zukunft mit mobilen Speichern umgegangen werden (v.a. Batterien in E-Fahrzeugen, deren Anteil künftig deutlich zunehmen wird)?

Art. 19 Verhältnis zum Netzbetreiber

Für mehr Rechtssicherheit und Investitionsschutz sowohl auf Seiten der Verbraucher und als auch des Netzbetreibers sind die Rechte und Pflichten zur gegenseitigen Information und Kostenverteilung zu konkretisieren.

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Abs. 1 und 2 ändern (Verlängerung der Mitteilungsfrist):</i></p> <p>¹ Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben dem Netzbetreiber je <u>sechs</u> Monate im Voraus mitzuteilen, wenn sie die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nehmen oder wieder darauf verzichten wollen.</p> <p>² Ebenfalls je <u>sechs</u> 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 Mieter und Pächterinnen und Pächtern innert drei Monaten in die Grundversorgung nach Artikel 6 oder 7 des</p>	<p><i>Abs. 3 ändern (Differenzierung nach Mietern und Pächtern innerhalb und ausserhalb der Grundversorgung):</i></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</p>

<p>Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007⁹ (StromVG) aufzunehmen.</p>	<p>Netzbetreiber hat die betreffenden Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern, <u>sofern diese weniger als 100 MWh verbrauchen</u>, innert sechs Monaten in die Grundversorgung nach Artikel 6 oder 7 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007⁹ (StromVG) aufzunehmen.</p>
<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.</p>	<p><i>Abs. 4 ergänzen (Kostenverteilung konkretisieren):</i> 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. <u>Sämtliche Kosten, die dadurch beim Netzbetreiber anfallen, hat die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zu tragen.</u></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><i>Abs. 5 ändern (Präzisierung der Mitteilungspflicht):</i> ⁵ Wer die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nimmt, hat dem Netzbetreiber die Menge der vor Ort produzierten und verbrauchten Elektrizität <u>mindestens</u> einmal jährlich mitzuteilen.</p>

Änderungen der EnFV

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.

Verordnungstext	Vorschlag
<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; c. Nebennutzungsanlagen wie Wässerwasserkraftanlagen, Kraftwerke im Zusammenhang mit Beschneiungsanlagen oder der Nutzung von Tunnelwasser; 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><i>Artikel neu formulieren:</i></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. <u>Anlagen innerhalb bereits genutzter Gewässerstrecken, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden können; oder</u> b. <u>Anlagen, welche keine neuen Eingriffe in natürliche Gewässer verursachen, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden können.</u> <p><i>Eventualiter Bst. b.:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> b. Anlagen an künstlich geschaffenen Hochwasserentlastungskanälen, Industriekanälen und bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen, sofern keine neuen Eingriffe in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer bewirkt werden; <p><i>Eventualiter Bst. d.:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> d. Anlagen, die im Zusammenhang mit anderweitigen Gewässereingriffen wie Renaturierungen und Hochwasserschutzmassnahmen erstellt werden, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand <u>die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden können.</u>

Art. 15 Direktvermarktung

Der erzwungene Wechsel zur Direktvermarktung für Anlagen über 500 kW schafft wirtschaftliche Unsicherheit gerade für jene Investoren, die oft grosse Anteile Fremdkapital aufgenommen haben. Zudem sorgt diese Massnahme wohl für keine massgeblichen Einsparungen bei der KEV. Zudem muss die Rückkehr in die Einspeisung zum Referenzmarktpreis auch künftig möglich sein.

Verordnungstext	Vorschlag
¹ Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW. ² Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, müssen in die Direktvermarktung wechseln.	<i>Abs. 1 und 2 ändern (statt „Pflicht“ ist eine „Wahlmöglichkeit“ einzuräumen:</i> ¹ Es besteht die <u>Wahlmöglichkeit</u> zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) für Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW. ² Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, <u>können</u> 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.	<i>In Abs. 3 den letzten Satz streichen:</i> ³ Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. <u>Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist ausgeschlossen.</u>

Art. 21 Abbau der Warteliste

Die Windenergie ist als einzige Technologie vollständig auf das Vergütungssystem angewiesen (keine Einmalvergütung oder Investitionsbeiträge und keine Möglichkeit, von Eigenverbrauchsregelung zu profitieren). Für die Windenergie besteht daher gemäss EnG Art. 38 ab 2024 keine Förderung mehr, während alle übrigen Technologien bis 2031 gefördert werden können. Dies ist speziell problematisch, da Windenergie mit zwei Drittel der Stromproduktion im Winterhalbjahr für die Versorgungssicherheit von besonderer Bedeutung ist und weil die Projekte angesichts der langen Planungs- und Bewilligungsverfahren auf stabile Rahmenbedingungen angewiesen sind. Beim Abbau der Warteliste in Art. 21 ist diesem Umstand Rechnung zu tragen. Wir beantragen deshalb eine entsprechende Änderung von Abs. 3.

Aktuell verfügen über 500 bei der KEV angemeldete Windenergieanlagen über einen positiven Bescheid. Wir stellen jedoch fest, dass in einigen Regionen durch neue Restriktionen (u.a. betreffend Flugsicherheit) die kantonalen Planungen überarbeitet worden sind oder aktuell noch überarbeitet werden. D.h. die Kantone haben teilweise andere Standorte in die Richtplanung aufgenommen oder sind dabei, dies noch zu tun. Dadurch besteht in einigen Kantonen nur eine sehr beschränkte Übereinstimmung zwischen der kantonalen Planung und den positiven KEV-Bescheiden. Einige obsolet gewordene Projekte verfügen über positive Bescheide, während sich aussichtsreiche Standorte auf der Warteliste befinden. Eine Bereinigung in Zusammenarbeit mit den Kantonen würde es erlauben, die Warteliste abzubauen und die Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds besser zu bewirtschaften.

Wir beantragen daher, die positiven KEV-Bescheide in Zusammenarbeit mit den Kantonen zu überprüfen. Dabei soll es auch ermöglicht werden, positive Bescheide innerhalb der Kantone zu übertragen, um damit auf Änderungen der Richtplanung zu reagieren. Entsprechend müsste die Möglichkeit vorgesehen werden, in diesem Fall von Art. 25 abs. 2 c abzuweichen („Die Vollzugsstelle weist das Gesuch um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ab, wenn der Standort der Anlage gegenüber dem Antrag erheblich abweicht.“).

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so legt das BFE Kontingente fest, in deren Umfang Anlagen auf den Wartelisten berücksichtigt werden können.</p> <p><u>Absatz 2 Variante A:</u></p> <p>² Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden jeweils entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs in folgender Reihenfolge berücksichtigt:</p> <p>g. Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen wurden;</p> <p>h. Anlagen, die ab dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen wurden;</p> <p>i. die übrigen Projekte.</p> <p><u>Absatz 2 Variante B:</u></p> <p>² Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs berücksichtigt.</p>	<p><i>Abs. 2: Formulierung gemäss Variante A</i></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 Einreikedatum dieser Meldung,</p> <p>b. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs.</p>	<p><i>Abs. 3 wie folgt ändern:</i></p> <p>³ Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:</p> <p><u>a. Windenergieanlagen, für die die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde, entsprechend dem Einreikedatum dieser Meldung,</u></p> <p>b. Anlagen, für die die Inbetriebnahmemeldung oder die Projektfortschrittmeldung beziehungsweise, bei Kleinwasserkraftanlagen die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde: entsprechend dem Einreikedatum dieser Meldung,</p>

- c. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs.

Art. 51 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

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.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. <p>²Die Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. mindestens eine Hauptkomponente wie Wasserfassung, Wehr, Speicher, Druckleitung, Maschinen oder elektromechanische Ausrüstung der Anlage ersetzt oder totalsaniert wird; und b. die Investition mindestens 10 Rp./kWh der durchschnittlich in einem Jahr der letzten fünf vollen Betriebsjahre erzielten Nettoproduktion beträgt. 	<p><i>Abs. 2, Bst. b. ändern:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> b. <u>das Verhältnis von Investition</u> 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.

Verordnungstext	Vorschlag
<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.</p>	<p><i>Abs. 1 und 2 ändern:</i></p> <p>¹ Für die Berechnung des Investitionsbeitrags sind insbesondere die Erstellungs-, die Planungs- und die Bauleitungskosten sowie die Eigenleistungen des Betreibers <u>und anfallende Kommunikations- und Beratungskosten</u> (mit Kantonen, Gemeinden, Verbänden und Anrainern) 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 <u>20 Prozent</u> der anrechenbaren Erstellungskosten angerechnet.</p>

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 nach 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.

Verordnungstext	Vorschlag
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.	<i>Artikel ändern:</i> Es wird empfohlen, die Nutzungsdauer sämtlicher Komponenten auf maximal 35 Jahre festzulegen.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Konrad Imbach
Präsident Holzenergie Schweiz

Andreas Keel
Geschäftsführer

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
3003 Bern

Mail: energiestrategie@bfe.admin.ch

Schaffhausen, 8. Mai 2017 (Vernehmlassung InfraWatt_Verordnung ES2050_2017.doc)

Umsetzung des ersten Massnahmenpaktes der ES2050: Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens zu den Änderungen der Verordnungsstufe

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard

Wir möchten uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu diesem für die Energiepolitik und für unsere Branchen sehr wichtigen Geschäft herzlich bedanken.

Der Verein InfraWatt besteht aus den bedeutenden Fachverbänden VSA, VBSA, VFS und SVGW sowie aus Vertretern aus den Kantonen, der Wirtschaft, EVU und Betreibern von Infrastrukturanlagen. Ziel von InfraWatt ist die Förderung der Energieeffizienz und erneuerbaren Energien insbesondere in den Bereichen Abwasser, Abfall, Abwärme und Trinkwasser.

Unterstützung der Stossrichtung

Wir befürworten die Stossrichtung ausdrücklich und würden es auch sehr begrüßen, wenn die Verordnung möglichst bald umgesetzt und u.a. auch die Warteschlange der KEV bald und möglichst vollständig abgebaut werden könnte, um die erneuerbare Stromproduktion in der Schweiz zu steigern. Wir bedauern aber sehr, dass bei Förderprogrammen die Spielregeln, selbst bei längerfristigen Zusagen, abgeändert werden, was Investoren zukünftig abhalten wird insbesondere additionelle Projekte anzugehen.

Wir würden es auch begrüßen, wenn auch der Wärme- und Kälteversorgung mehr Beachtung geschenkt werden würde. Wärmeverbünde oder Fernwärme/-kälte könnten z.B. mit einer neu zu schaffenden Risikogarantie einen wesentlichen zusätzlichen Beitrag zur Nutzung erneuerbarer Wärme und Abwärme und damit zur Senkung der CO₂-Belastung in der Schweiz leisten. Zudem betrachten wir es als wichtig und richtig, wenn Abfälle analog der Abwärme beim Herkunftsnachweis den übrigen erneuerbaren Energien zugeordnet und nicht separat behandelt werden.

Im Sinne unserer gemeinsamen Zielsetzung erlauben wir uns Ihnen deshalb noch Anträge zur weiteren Optimierung zu unterbreiten.

Vorlage 1: CO2-Verordnung

Wir sind mit den Anpassungen grundsätzlich einverstanden und haben noch folgende Bemerkungen:

- Das Bewilligungs- und Umsetzungsverfahren von Kompensationsbescheinigungen ist vom BAFU für die Praxisanwendung weiter in Richtung Vereinfachung, Planbarkeit für Investoren und Beschleunigung Bewilligungsverfahren zu optimieren, auch um den administrativen Aufwand des Bundes zu senken. Die vorgeschlagene Änderung unter anderem in Art. 10 Abs. 1 sollte deshalb in die andere Richtung gehen. Das BAFU sollte den akkreditierten Verifizierungsstellen klare und nachvollziehbare Kriterien vorgeben und auf die Verifizierungsberichte von diesen Stellen abstützen und nicht noch eigene zusätzliche Abklärungen durchführen.
- Da die Mittel für Globalbeiträge wie auch die Mittel für die Kompensationsbescheinigung aus dem gleichen Topf (CO₂-Lenkungsabgabe) stammen, sollten diese Fördermittel koordiniert eingesetzt werden. Das BAFU hat zur Aufteilung der anrechenbaren CO₂-Mengen auch klare Vorgaben für die Kompensation gemacht. Die Kantone sollten deshalb beim Bezug von Geldern für ihre Globalbeiträge dazu verpflichtet werden, sich an diese Vorgaben des BAFU zu halten. Wie vom BAFU angestrebt, sollte eine Förderung von Kanton und KLiK nach diesen Spielregeln ermöglicht werden. Damit könnte verhindert werden, dass Projekte, welche nur mit der einen oder nur mit der anderen Förderung immer noch unwirtschaftlich sind und dementsprechend nicht realisiert werden. Mit der gezielten Förderung von beiden Seiten können solche Projekte doch noch zur Umsetzung gebracht werden.
Art. 104 sollte deshalb so angepasst werden, dass die Kantone beim Bezug der Globalbeiträge vom Bund dazu verpflichtet werden eine Doppelförderung unter diesen strengen Bedingungen des BAFU zu ermöglichen.
- Wir begrüssen ausdrücklich, dass in Art. 106 beim Einsatz der Mittel der Globalbeiträge explizit auch die Abwärme aufgeführt ist.
- Wir begrüssen, dass in Art 112 die Geothermie gefördert wird, zur Stromproduktion und Wärmenutzung.

Vorlage 2: Energieeffizienzverordnung (EnEV)

Wir haben keine Bemerkungen

Vorlage 3: Energieförderungsverordnung (EnFV)

Wir sind mit den Anpassungen grundsätzlich einverstanden und haben noch folgende Bemerkungen:

- Wir bedauern, dass die Förderung über die KEV beschränkt wird, da dies in unseren Bereichen nicht mehr zur gewünschten Steigerung der erneuerbaren Stromproduktion führt, ja sogar zu einem Rückgang. Wir begrüssen aber eine Erhöhung der Gesamtmittel für die erneuerbare Stromproduktion sowie die Flexibilisierung der Stromtarife je nach Angebot und Nachfrage im Sinne einer Verbesserung der Versorgungssicherheit sehr und auch die Eigenverbrauchsmöglichkeit.
- Wir bedauern auch, dass für die eingereichten Gesuche, die seit Jahren noch nicht behandelt bzw. bewilligt wurden, die Spielregeln im Vergleich zum Einreichdatum verändert werden sollen und damit die Planungssicherheit nicht mehr gewährleistet wird. Dies führt auch zu unnötigen Ausgaben und Aufwendungen für die Vorabklärungen in der Wirtschaft, der öffentlichen Hand und bei Privaten, da sehr viele Projekte in der Warteschlange angesichts der neuen Voraussetzungen nicht mehr sinnvoll sind und deshalb nicht mehr realisiert werden. Die Planungssicherheit ist für jeden Investor insbesondere bei nicht wirtschaftlichen Projekten für die Realisierung ein entscheidender Punkt.
- Wir unterstützen sehr, dass das Förderprogramm für Energieeffizienz von ProKilowatt gestützt auf Art. 38 des EnG vom 30.9.2016 bis 2030 weitergeführt wird.
Wir beantragen, dass dafür ein angemessener, konkreter Betrag sichergestellt wird.
- Wir gehen davon aus, dass Trinkwasserkraftwerke zwischen EVS und Investitionsbeiträgen wählen können, wie bei der Solarenergie, da Trinkwasserkraftwerke äusserst ökologisch sind und auch bezüglich Landschaftsschutz nur Vorteile haben.

Wir beantragen, dass in der Verordnung noch klar definiert wird, dass die Betreiber von Trinkwasserkraftwerken zwischen der Einspeisevergütung und Investitionsbeiträgen wählen können.

- Art. 2: Wir begrüßen ausdrücklich, dass bei der Biomasse Rückstände und Abfälle expliziert aufgeführt werden.
- Art. 3: Wir begrüßen ausdrücklich, dass als Neuanlage gilt, wenn eine bestehende Produktionsanlage komplett ersetzt wird.
- Art. 10: Wir begrüßen, dass Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen von der Untergrenze ausgeschlossen werden.
- Art. 11: Wir begrüßen die Möglichkeit die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch nutzen zu können.
- Art. 13: Wir bedauern, dass der ökologische Mehrwert nicht nur auf jenen Bereich bezogen wird, der tatsächlich gefördert wird und dass z.B. zwischen erneuerbarer Strom- und Wärmeproduktion nicht genauer differenziert wird (zumal in Art. 87 bei den anrechenbaren Investitionen für die Förderung Fernwärmenetze ausgeschlossen werden, im Gegensatz zur Bewertung des ökologischen Mehrwertes), da dies den Anreiz für einen Ausbau von entsprechenden Wärmeverbänden verhindert.
- Art. 15: Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW.
Wir beantragen für Wasserversorgungen und Kläranlagen 100 kW einzusetzen, da bei Wasserversorgungen und Kläranlagen Energie nicht zu den eigentlichen Aufgaben gehört und die Direktvermarktung in der Praxis kaum machbar ist.
- Art. 25: Wir begrüßen, dass für Geothermieprojekte Garantien geleistet werden. Im Sinne der Gleichberechtigung bedauern wir aber ausserordentlich, dass der Bund keine solche Risikogarantie für den Aufbau und Betrieb von Fernwärmenetzen mit erneuerbaren Energien und Abwärme vorsieht, da insbesondere die Abhängigkeit von grösseren Industriebetrieben als Wärmeabnehmer oder Abwärmelieferant ein grosses Risiko beinhaltet und Investoren nach wie vor abhält selbst wirtschaftliche Wärmeverbände aufzubauen.
Wir beantragen, dass auch für den Aufbau und Betrieb von Fernwärme-/Fernkältenetzen eine Risikogarantie gleichberechtigt wie bei der Geothermie geschaffen wird.
- Art. 73, b.: Wir beantragen eine differenzierte Unterteilung bei Kläranlagen: 250'000 Franken bei Kläranlagen über 50'000 Einwohnerwerte (EW), 100'000 Fr. bei Kläranlagen unter 50'000 EW.
- Art. 87, d: Wir beantragen eine Anpassung, so dass Anlagen für den Betrieb von Fernwärme-/Fernkältenetzen aus erneuerbaren Quellen und Abwärme (nicht nur beschränkt auf Biomasseanlagen) in geeigneter Form von Fördermitteln profitieren können.
- Anhang 1.4: Wir begrüßen die Vergütungen für die Strom- und die Wärmeproduktion aus Geothermie ausdrücklich.
- Anhang Wasserkraftanlagen, 2.4.1: Netznutzungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 50 kW haben nur bis zur äquivalenten Leistung von 50 kW Anspruch auf den Wasserbau-Bonus.
Wir beantragen die 50 kW auf 100 kW zu erhöhen, zumindest bei Trink- und Abwasserkraftwerken. Diese haben keine negativen Auswirkungen auf die Landschaft.
- Anhang 1.5, 2.2.4 b.2.: Um Missverständnissen vorzubeugen und den Bereich klar zu definieren, beantragen wir folgende Ergänzung:
Bei den übrigen Anlagen (mit Ausnahme von Kläranlagen, für welche die Bedingungen im Anhang 2.3, Punkt 2.1 gelten) muss der Anteil
- Anhang 1.5, 4.: Wir begrüßen ausdrücklich, dass biogenes Gas aus dem Erdgasnetz von der Einspeisevergütung profitieren kann.

Vorlage 4: Energieverordnung (EnV)

Wir sind mit der Richtung der Anpassungen grundsätzlich einverstanden, haben aber noch folgende Bemerkungen:

- Art. 7: Es wäre wünschenswert, wenn der Ausbau von Fernwärme/Fernkälte und der Gasinfrastruktur auch auf nationaler Ebene vermehrt koordiniert wird.
- Art. 13: Wir bedauern, dass die erneuerbaren Energien nicht höher bewertet werden.
Wir beantragen für neue erneuerbare Energie einen zusätzlichen angemessenen ökologischen Mehrwert den Produzenten auszurichten.

- Art. 15: Wir begrüßen die Möglichkeit die Stromproduktion als Eigenverbrauch einzusetzen sowie die Abnahmeverpflichtung von Überschussenergie ausserordentlich, da sonst die erneuerbare Stromerzeugung mit Trinkwasserkraftwerken oder Klärgas in der Praxis kaum noch möglich wäre.
- Art. 20: Wir begrüßen, dass die Stromproduktion aus Abwärme, wie im erläuternden Bericht aufgeführt, in Art 32 im EnG aufgenommen wird.
- Art. 23: Wir begrüßen grundsätzlich eine Überprüfung der prognostizierten Stromeinsparungen, diese soll aber praxisnah ausgerichtet und nicht unnötig hohen Aufwand und Zeit z.B. für Messungen beinhalten, damit Investoren nicht abgeschreckt werden zusätzliche Massnahmen anzugehen. Der Ansatz muss möglichst planbar bleiben, sonst werden erfahrungsgemäss vor allem nicht zusätzliche Projekte gefördert und realisiert und der Mitnahmeeffekt vergrössert.
Antrag: Die Stromeinsparung bei Programmen ist Stichprobeartig zu prüfen und hochzurechnen.
- Art. 54/55: Wir begrüßen, dass auch private Organisationen mit einbezogen werden.
- Art. 57: Wir begrüßen, dass auch die Abwärmenutzung gebührend berücksichtigt wird.
- Art. 59:
 - Wir bedauern ausserordentlich, dass öffentliche Bauten ausgeschlossen werden, da auch diese wirtschaftliche Überlegungen machen müssen, da heute auch die öffentliche Hand bei ihren Entscheidungen die Wirtschaftlichkeit nachweisen muss:
Antrag, Punkt 2, a. öffentliche Bauten sind zu streichen.
 - Wir bedauern, dass besonders effiziente Nutzungen mit fossilen Energien wie WKK oder Gas-Wärmepumpen von der Förderung ausgeschlossen werden.
- Art.64: Wir begrüßen, dass die Abwärmenutzung gebührend aufgeführt wird.

Vorlage 5: Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (GebV-En)

Keine Bemerkungen.

Vorlage 6: Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)

Wir begrüßen die Anpassungen grundsätzlich und haben noch folgende Bemerkungen:

- Wir begrüßen aus Effizienz- und Kostengründen ausdrücklich eine Ausnahmeregelung bei Kleinstanlagen.
- Anforderungen an die Stromkennzeichnung, 1.1: Wir beantragen die eigene Kategorie für die Abfälle zu streichen und die Abfälle der Kategorie "Übrige erneuerbare Energien" zuzuordnen.

Begründung: Sowohl die Wärme wie auch die Stromproduktion aus Abfällen in Kehrichtwertungsanlagen sind u.a. gemäss der Studie "Ökobilanz für Energie aus Kehrichtverbrennungsanlagen" vom 29. Juni 2005 im Auftrage des BUWAL 100% CO₂-neutral und bringen auch keine zusätzliche Beeinträchtigungen mit weiteren Schadstoffen oder beim Landschaftsschutz etc. Aus diesem Grund wird Abwärme von KVA vom Parlament und in den anderen Verordnungen richtigerweise den erneuerbaren Energien gleichgestellt. Daraus kann auch abgeleitet werden, dass dies auch für die Stromproduktion aus Abfällen gelten muss. Aufgrund dieses Hintergrundes scheint uns die vorgeschlagene Zuordnung der Abfälle als separate Kategorie weder sachgerecht noch gerecht zu sein, zumal Strom aus KVA den wichtigen Vorteil hat, dass dieser als Grundlast ständig verfügbar ist, ja sogar zu einem Lastausgleich genutzt werden kann, also sogar höherwertiger als z.B. Solar- oder Windenergie ist.

Vorlage 7: Kernenergieverordnung (KEV)

Keine Bemerkung.

Vorlage 8: Landesgeologieverordnung (LGeoIV)

Keine Bemerkung.

Vorlage 9: Stromversorgungsverordnung (StromVV)

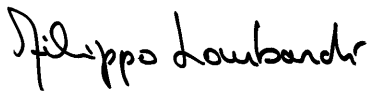
Wir begrüßen die Einführung von intelligenten Messsystemen, da diese die Stromversorgungssicherheit erhöhen.

- Wichtig ist dabei, dass die Endverbraucher die Wahl haben Lastverschiebungen vorzunehmen oder auch nicht. Dies ist z.B. bei Kläranlagen oder Wasserversorgungen zentral wichtig, damit sie ihren Hauptzweck erfüllen können, nämlich die Reinigung des Abwassers bzw. sauberes Trinkwasser jederzeit und ausreichend zu liefern.

Wir hoffen Ihnen damit gedient zu haben und dass wir dank diesen Anpassungen die erneuerbare Stromproduktion und die Abwärmenutzung sowie die Energieeffizienz auch in unseren Branchen weiter erhöhen können.

Bei Fragen stehen unsere Fachleute gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Filippo Lombardi
Präsident InfraWatt, Ständerat



Ernst A. Müller
Geschäftsführer InfraWatt

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, 5. 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, gibt es doch wichtige Impulse für die Energiewende, die die Unternehmerinitiative Neue Energie Beider Basel seit Jahren unterstützt.

Allerdings möchten wir festhalten, dass die zusätzlichen Verordnungen EnFV und EnEV die Veradministrierung vorantreiben, kompliziert sind und sich teilweise widersprechen. Weiter sind rückwirkende Änderungen der Förderung in der alten EnV staatspolitisch fragwürdig und stellen die Rechtssicherheit in Frage. Wir hoffen sehr, dass diese vorgeschlagenen rückwirkenden Klauseln so ausgestaltet werden, dass die Rechtssicherheit gewährleistet bleibt.

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 bei Netzbetreiber liegen. Die übrigen Formulierungen begrüssen wir sehr.

Art. 18 Abs. 1 bis Anschlussleistung

„Bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.“ Diese Anschlussleistung ist nicht zweckmässig. Diese sollte so gewählt werden, dass die Haushalte inkl. EFH abgebildet werden. Einerseits sind schon heute diese Anschlussleistungen höher bei 30 kVA und andererseits im Hinblick auf vermehrten Einsatz von WP's und Elektromobilität sollten sie höher festgelegt werden.

Änderungsantrag: *Die Anschlussleistung ist daher mindestens auf 50 kVA oder höher zu begrenzen für die erste Kundengruppe.*

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 Regelenergie verkaufen, erhalten für diese Elektrizität ~~keine~~ eine zusätzliche Vergütung nach den Artikeln 15 und 19 EnG.

Art. 31e Übergangsbestimmung Messkosten

Wir sind mit der Übergangsbestimmung einverstanden. Jedoch sind die Messkosten zu begrenzen auf maximal CHF 300.- pro Jahr für Anlagen über 30 kVA und auf max. CHF 100.- pro Jahr für Anlagen unter 30 kVA. Bereits in der Empfehlung des BFE, welche zwischen 2010 und 2016 gültig war, wurden maximale Mess- und Messbetriebskosten von CHF 600.- pro Jahr festgelegt. Heute sind diese Kosten deutlich tiefer.

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. 9 Windkraftanlagen von nationalem Interesse

Der vorgesehene Grenzwert von 10GWh ist eher hoch gewählt. Wir haben in St. Brais einen Windpark im Jahr 2009 realisiert mit 2 Windturbinen, die 7 GWh produzieren und den Verbrauch aller Haushalte zwischen Glovelier und Saignelegier abdecken. Diese Anlagen hatten keine Opposition und könnten auch als im nationalen Interesse liegend, beurteilt werden. Hauptargument dürfte sein, dass sich eine ganze Region selbst mit Strom versorgt. Heutige Windanlagen sind eher etwas grösser. Daher können wir einem Wert von 10 GWh zustimmen.

Eine Erhöhung hätte auch gravierende Folgen für die Akzeptanz in der Bevölkerung. An einem Standort können nun zuerst nur 2 Windanlagen gebaut werden und bei Akzeptanz vor Ort den Windpark ausgebaut werden. Gerade beim grössten Windpark in der Schweiz auf dem Mont Crosin wurden erst 4 Anlagen installiert und dann über 20 Jahre den Park auf 16 Anlagen erweitert. Dieses erfolgreiche Vorgehen wird nun gesetzlich aufgenommen.

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 erneuerbaren 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 Einspeiseprämiensystem, 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)*

Art. 15 Ort der Produktion

Diese Lösung entspricht dem Zweckartikel 1 des Energiegesetzes, wonach eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sichergestellt werden muss. Parallelnetze sind zu vermeiden, vorhandene Netze sind technisch und wirtschaftlich optimal zu nutzen. Im folgenden Änderungsantrag sollen daher auch die Teile des Verteilnetzbetreibers beansprucht werden dürfen, damit keine Parallelnetze entstehen.

Änderungsantrag:

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.~~ Das Verteilnetz des Netzbetreibers kann durch die Eigenverbrauchsgemeinschaft nur in Anspruch genommen werden, sofern dadurch der Aufbau eines Parallelnetzes verhindert werden kann. Die Netznutzung ist kostenorientiert zu vereinbaren.

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Eine Regelung als Voraussetzung zu einem neuen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch begrüßen wir, aber er sollte unter 10% sein. Viele alte Industrieareale wurden in den letzten Jahren stromtechnisch teilweise stark auf gesplittet für die Einmietung kleiner Unternehmen oder Loftwohnungen und für die dafür nötige

individuelle Abrechnung direkt durch den Netzbetreiber. Wenn sich nun dort diese kleinen Einheiten zusammenschliessen wollen für den Eigenverbrauch aber nur eine kleine Dachfläche für die Solarstromerzeugung zur Verfügung steht, sollte eine Eigenverbrauchsgemeinschaft dadurch nicht verhindert werden.

Wir gehen davon aus, dass bei Grossverbrauchern der Eigenverbrauch immer zulässig ist, auch wenn 10% der maximalen Netzanschlusskapazität nicht erreicht wird. Auch kann sich hier ein kleines Unternehmen einmieten, das eine kleine PV-Anlage betreibt. Im Verhältnis zum Grossverbraucheranschluss wird dies weit unter 10% liegen. Dennoch macht der Eigenverbrauch hier Sinn!

Beispiele zu Eigenverbrauch bei Grossverbraucher:

Industrieareal RUAG, Emmen

Gesamtenergieverbrauch pro Jahr am Netzanschlusspunkt: 10.7 Mio. kWh, Anschlussleistung Areal rund 8 MW, 450 kWp Leistung PV auf einem Dach: 400'000kWh/a
Eigenverbrauchsanteil: 3.7% beim Verbrauch und rund **6%** auf die Leistung bezogen

Spital Balgrist, Zürich

Gesamtenergieverbrauch pro Jahr: 4.6 Mio. kWh, Anschlussleistung rund 1.6 MW
130 kWp Leistung PV auf 2 Dächern: 124'000kWh/a
Eigenverbrauchsanteil: 2.7% beim Verbrauch und rund **8%** auf die Leistung bezogen
Änderungsantrag: 5% anstatt 10%

Art. 17 Abs. 1 Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern, Pächterinnen und Pächter

Warum will der Staat in diesem komplett freien Verhältnis Vorschriften erlassen? Wenn eine Partei einer Eigenverbrauchsgemeinschaft am Tag keinen Strom bezieht, sondern nur nachts, soll sie auch gleich viel PV-Strom vom Dach beziehen wie eine Partei, die am Tag zu Hause ist und nachts arbeitet? Eine solche Regelung zieht wieder viele weitere Regelungen nach sich. Wahrscheinlich ist dies physikalisch am besten zu erklären und regelt, aber sicher nicht mit einer solchen Regelung. Dies soll der Eigenverbrauchsgemeinschaft überlassen werden und wird dort kaum zu Streitigkeiten Anlass geben, da physikalisch und auch messtechnisch erklärbar.

Änderungsantrag Abs. 1: ersatzlos streichen

Art. 18 Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch

Der wirtschaftliche und netzdienliche Zubau dezentraler Energiespeicher ist eine Voraussetzung für den gelingenden Umbau des Energiesystems im Sinne der Energiestrategie 2050. Aus diesem Grund dürfen Speicher unabhängig von ihrer Auslegung und Technologie nicht diskriminiert werden. Der Einsatz von Speichern wird das Stromnetz entlasten. Dies muss durch Kostenanreize bei der Tarifgestaltung der Stromversorger sichergestellt werden und nicht durch Regulierung. Separate Messungen sind absolut überflüssig und nur kostentreibend. Speicher werden immer so betrieben, dass der Eigenverbrauch höher ist, bzw. sie werden ausschliesslich ökonomisch betrieben d.h. marktgerecht. Genau dies entlastet das Netz und ist somit im Sinne des sicheren Netzbetriebes. Die finanziell richtigen Anreize bei der Stromnetztarifierung muss und wird der Netzbetreiber aus marktwirtschaftlichen Gründen vorgeben. Hier kann, soll und darf der Markt spielen!

Änderungsantrag Abs. 1 ergänzen: *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. Grundsätzlich dürfen an Speicher keine strengeren technischen Anschlussanforderungen als an Endverbraucher und Produktionsanlagen gestellt werden.*

Änderungsantrag Abs. 2 und 3: ersatzlos streichen. *Extra-Stromzähler für Speicher sind absolut überflüssig, siehe Begründung oben.*

Art. 19 Verhältnis zum Netzbetreiber

Wir unterstützen ausdrücklich die Regelung in Artikel 19 sowie auch die 3monatige Frist für Wechsel von und in die Eigenverbrauchsgemeinschaft.

Absatz 5 unterstützen wir sehr. Damit kann eine geeichte Produktionsmessung nach StromVV einer Eigenproduktionsanlage ersatzlos gestrichen werden. Ein privater Stromproduktionszähler ist komplett ausreichend, da auch hier die Ungenauigkeit kaum höher wie 3% ist gegenüber einer geeichten Messung. Am

Netzanschlusspunkt soll die Energierückspeisung geeicht gemessen werden und nicht bei der Produktionsanlage. Für statistische Zwecke ist diese Erhebung der Produktionsdaten komplett ausreichend.

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. 21 Abbau der Warteliste

Wir schliessen uns der Variante A an.

Begründung:

Der Imageschaden für die gesamte Energiestrategie und für die Solarbranche wäre bei Variante B enorm. Wer sich bis Ende 2013 angemeldet hat und bis Ende 2014 gebaut hat, konnte aufgrund der damals vorliegenden Informationen von BFE und Swissgrid davon ausgehen, dass er nach einer Wartefrist in den Genuss der KEV kommt. Auch heute ist die Gesetzeslage so, dass wenn der Strommarktpreis wieder steigt, der Eintritt in die KEV möglich erscheint. Aufgrund der Rechtssicherheit, dürfen diese Spielregeln nicht geändert werden.

Windenergie

Die Windenergie ist als einzige Technologie vollständig auf das Vergütungssystem angewiesen (keine Einmalvergütung oder Investitionsbeiträge und keine Möglichkeit, von Eigenverbrauchsregelung zu profitieren). Für die Windenergie besteht daher gemäss EnG Art. 38 ab 2024 keine Förderung mehr, während alle übrigen Technologien bis 2031 gefördert werden können. Dies ist speziell problematisch, da Windenergie mit zwei Drittel der Stromproduktion im Winterhalbjahr für die Versorgungssicherheit von besonderer Bedeutung ist und weil die Projekte angesichts der langen Planungs- und Bewilligungsverfahren auf stabile Rahmenbedingungen angewiesen sind. Beim Abbau der Warteliste in Art. 21 ist diesem Umstand Rechnung zu tragen. Wir beantragen deshalb eine entsprechende Änderung von Abs. 3.

Aktuell verfügen über 500 bei der KEV angemeldete Windenergieanlagen über einen positiven Bescheid. Wir stellen jedoch fest, dass in einigen Regionen durch neue Restriktionen (u.a. betreffend Flugsicherheit und Rückzonungen) die kantonalen Planungen überarbeitet worden sind oder aktuell noch überarbeitet werden. D.h. die Kantone haben teilweise andere Standorte in die Richtplanung aufgenommen oder sind dabei, dies noch zu tun. Dadurch besteht in einigen Kantonen nur eine sehr beschränkte Übereinstimmung zwischen der kantonalen Planung und den positiven KEV-Bescheiden. Einige obsolet gewordene Projekte verfügen über positive Bescheide, während sich aussichtsreiche Standorte auf der Warteliste befinden. Eine Bereinigung in Zusammenarbeit mit den Kantonen würde es erlauben, die Warteliste abzubauen und die Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds besser zu bewirtschaften.

Wir beantragen daher, die positiven KEV-Bescheide in Zusammenarbeit mit den Kantonen zu überprüfen. Dabei soll es auch ermöglicht werden, positive Bescheide innerhalb der Kantone zu übertragen, um damit auf Änderungen der Richtplanung zu reagieren. Entsprechend müsste die Möglichkeit vorgesehen werden, in diesem Fall von Art. 25 abs. 2 c abzuweichen („Die Vollzugsstelle weist das Gesuch um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ab, wenn der Standort der Anlage gegenüber dem Antrag erheblich abweicht.“).

Änderungsantrag Abs. 3:

Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:

a. Windenergieanlagen, für die die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde, entsprechend dem Einreichte Datum dieser Meldung,

b. Anlagen, für die die Inbetriebnahme Meldung oder die Projektfortschrittmeldung, beziehungsweise bei Kleinwasserkraftanlagen die zweite Projektfortschrittmeldung, vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde: entsprechend dem Einreichte Datum dieser Meldung,

c. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreichte Datum des Gesuchs.

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. 29 Abs. 1 Bewirtschaftungsentgelt

Das Bewirtschaftungsentgelt muss so bemessen sein, dass nicht nur die Bilanzgruppen sondern auch unabhängige Vermarkter diese Aufgabe wahrnehmen können. Die Bewirtschaftungsentgelte sind sehr tief angesetzt, vor allem für Wasserkraft- und Biomasseanlagen. Die Erfahrungen von Direktvermarktern zeigen, dass mit statischen Preisen kaum ein Teil davon an die Betreiber zurückfliessen wird. Damit können keine Anreize für Umsteiger ins Direktvermarktungsmodell geschaffen werden. Wir schlagen daher vor, dass diese Regelung flexibler aufgenommen wird und quartalsweise die Sätze festgelegt werden.

Im Weiteren sind Härtefälle zu regeln für den Schutz des Produzenten, siehe Vorschlag neuer Absatz 3.

Auch ist die Aufnahme des Vermarkters oder Direktvermarkters in Art 30 Abs. a und Art. 31 Abs.1 und Abs. 3 nach Bilanzgruppe einzufügen.

Änderungsantrag Abs. 1:

Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter, welcher 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;

b. ~~0,28~~ 0,33 Rappen bei Wasserkraftanlagen und Biomasseanlagen

c. ~~0,22~~ Rappen bei Biomasseanlagen

c. die Bewirtschaftungsentgelte gemäss lit. a. und b. dieses Absatzes sind Richtwerte. Das BFE legt die Höhe der Bewirtschaftungsentgelte quartalsweise neu fest und publiziert diese. Dabei werden folgende Kostenpositionen separat ausgewiesen: Ausgleichsenergiekosten, Marge, Akquisitionskosten und Abwicklungsaufwand.

Änderungsantrag Abs. 2:

Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter, welcher 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 viertel-jährlich ein Bewirtschaftungsentgelt in der Höhe von:

a. 0,38 Rappen bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;

b. ~~0,2~~ 0,25 Rappen bei Wasserkraftanlagen und bei Biomasseanlagen.

c. ~~0,15~~ Rappen bei Biomasseanlagen die Bewirtschaftungsentgelte gemäss a. und b. dieses Absatzes sind Richtwerte. Das BFE legt die Höhe der Bewirtschaftungsentgelte quartalsweise neu fest und publiziert diese. Dabei werden folgende Kostenpositionen separat ausgewiesen: Ausgleichsenergiekosten, Marge, Akquisitionskosten und Abwicklungsaufwand.

Änderungsantrag Neu Abs. 3:

In Härtefällen, insbesondere wenn eine Bilanzgruppe oder ein Direktvermarkter Konkurs anmelden muss, fällt ein Anlagenbetreiber automatisch ins Referenz-Marktpreissystem zurück bis er wieder einen neuen Vertrag mit einer Bilanzgruppe oder einem Direktvermarkter unterzeichnet hat. Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter ist verpflichtet, dies frühzeitig der Vollzugsstelle zu melden.

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~~ Prozent 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.

Art. 104 Weitergabe von Daten an die Oberzolldirektion

Die Hersteller von Treibstoffen benötigen eine Bewilligung der Oberzolldirektion OZD. Somit wird dieser Artikel überflüssig, da ja die OZD bereits alle diese Daten schon hat.

Änderungsantrag Art 104: ersatzlos streichen

Art. 105 Abs. 3 Kontrolle und Massnahmen

Dies ist in Art 6 Absatz 2 bereits geregelt.

Änderungsantrag Art 105 Abs. 3: ersatzlos streichen

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 projektiert 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 Tariffhöhe 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.

Anhang 1.2 Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem

Für schon gebaute Anlagen soll mit der neuen EnV die Vergütung rückwirkend um rund 20% abgesenkt werden. Dieses Vorgehen verstösst gegen Treu und Glauben, gegen Bestandes Schutz und zerstört die Glaubwürdigkeit in unsere Gesetze. Die heutige Rechtslage, wenn die Anlage bereits heute in Betrieb ist und einen Wartelistenbescheid hat, ist wie folgt:

1. Kostendeckende Einspeisevergütung KEV muss „kostendeckend“ gemäss heutigem EnG/EnV sein. Eine nachträgliche Absenkung für Anlagen, die unter der alten Gesetzgebung in Betrieb genommen wurden, können somit nicht kostendeckend sein und sind somit rechtlich nicht zulässig.
2. Vergütungshöhe ist fix zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme.
3. Die Warteliste wird nach Eingang der Anmeldungen abgearbeitet d.h. ein positiver Bescheid ausgestellt.
4. Die Auszahlung erfolgt erst ab Ausstellung eines positiven Bescheids für die Restlaufzeit ab Inbetriebnahme.

Diese rückwirkende Absenkung wie auch schon die rückwirkende Regelung in Artikel 15 Abs. 2 (Wechsel von bestehenden Anlagen über 500 kW in Direktvermarktung), die unser Schweizerisches Fundament der Gesetzes-Verlässlichkeit in Frage stellen, lehnen wir ab. Die erneuerbare Energie darf auf keinen Fall dazu missbraucht werden, dass die Schweizerische Rechtssicherheit untergraben wird! Wir gehen davon aus, dass, wenn solche nachträglichen Verschlechterungen eingeführt werden, sich die Gerichte damit auseinandersetzen müssen.

Auch die vorgesehene Absenkung ab 1.1.2018 auf 11.0 Rp./kWh bei noch 15 Jahren Vergütungszeit für neue Anlagen ist kaum mehr „kostenorientiert“ gemäss neuem EnG Art 22 Vergütungssatz. Einerseits eine 20% Absenkung auf dem Tarif und zusätzlich noch eine 25% Absenkung auf der Vergütungszeit, entsprechen einer Absenkung von fast 50%! Können Markterhebungen für diese eklatante Absenkung vorgewiesen werden? Nach unseren Marktpreisen ist diese Absenkung auch nicht mehr kostenorientiert und ist unverhältnismässig gemäss Bundesverfassung Art. 5 „Grundsätze staatlichen Handelns“ Absatz 2 und widerspricht Treu und Glauben gemäss BV Art 5, Abs.3 und könnte daher ebenfalls die Gerichte beschäftigen.

Änderungsanträge:

- **Art. 2.2 Vergütungshöhen** sind so zu belassen, wie sie in der alten EnV gültig sind bis zur Inkraftsetzung dieser neuen EnV (voraussichtlich 1.1.2018).
- **Art. 5 Übergangsbestimmungen** alle so ausgestalten, dass die Rechtssicherheit gewährt und nicht untergraben wird.

Stellungnahme zur HKS

Art. 4 Abs. 1 Erfassung der Produktionsdaten

Wir begrüssen ausdrücklich den Absatz 1, wonach „die Produktionsdaten an der Messstelle oder an einem virtuellen Messpunkt erfasst werden“. Eine einzelne Produktionsmessung einer Anlage in einem Eigenverbrauchsnetz darf aber nicht mehr Pflicht sein, weil die HKN des Eigenverbrauchs ja gelöscht werden müssen. Eine Überschussmessung an der Schnittstelle zur Eigenverbrauchsgemeinschaft muss ausreichend sein. Die Differenz von Produktion zu Rückspeisung für statistische Zwecke kann über einen einfachen privaten Produktionszähler jeweils ermittelt und angegeben werden, gemäss EnV Art 19 Abs. 5. Für statistische Zwecke muss ein einfacher privater Produktionszähler hinter der offiziellen Überschuss-Messung völlig ausreichend sein, zumal die Abweichungen zwischen solchen elektrischen Einfachzählern und geeichten Messungen heute unter 3% liegen.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Beste Grüsse

NEUE ENERGIE BEIDER BASEL



Andreas Appenzeller
Präsident



Christoph Seiberth
Vorstandsmitglied



Frauenfeld, 7. April 2017

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

Versand per E-Mail: energiestrategie@bfe.admin.ch

Stellungnahme zur Umsetzung des ersten Massnahmenpaktes zur Energiestrategie 2050: Änderungen auf Verordnungsstufe

Sehr geehrte Frau Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Als Fachverband der landwirtschaftlichen Biogasanlagenbetreiber äussern wir uns zu den beabsichtigten Änderungen der diversen Verordnungen im Zusammenhang mit dem ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050. Unsere Mitglieder sind oftmals nicht nur Biogasanlagenbetreiber, sondern auch Betreiber von Photovoltaik- oder Holzverstromungsanlagen und deshalb von unzähligen Änderungen direkt oder indirekt betroffen. Wir erlauben uns, unsere Stellungnahme auf jene Artikel zu beschränken, welche die energieproduzierenden Landwirte betreffen und aus unserer Sicht einer Anpassung bedürfen.

Grundsätzliches zu den beabsichtigten Änderungen

Grundsätzlich begrüssen wir die Umsetzung der Energiestrategie 2050 respektive die Konkretisierung in den neun in Vernehmlassung geschickten Verordnungen. Unsere Stellungnahme ist wie folgt gegliedert.

- Das Wichtigste betreffend jeder Verordnung wird eingangs kurz textlich zusammengefasst,
- In den entsprechenden tabellarischen Zusammenstellungen erläutern wir sämtliche unserer Änderungsanträge im Details.

Unser Verband hofft natürlich, dass die Energiestrategie 2050 am 21. Mai vom Schweizer Stimmvolk angenommen wird, so dass die Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes er-

folgen kann respektive das Gesetz und die sich in Revision befindenden Verordnungen per 1. Januar 2018 in Kraft gesetzt werden können. Ökostrom Schweiz hat klar die Ja-Parole beschlossen und wird sich entsprechend im Rahmen von diversen medialen Massnahmen für die Annahme einsetzen.

1. Stellungnahme zu den geplanten Änderungen der Energieförderungsverordnung, EnFV

Die meisten der vorgeschlagenen Änderungen werden von unserer Organisation begrüsst. Nachfolgend die wichtigsten Bestimmungen die uns grosses Unbehagen bereiten und unbedingt einer Änderung bedürfen:

- Art. 3 Neuanlagen, Abs. 2: Keine Neuanmeldemöglichkeit mehr bei massiven Erweiterungen bestehender Anlagen. Energiepolitisch falscher Lösungsansatz.
- Art. 6 Betriebsdaten, Abs. 1: Geht aus Datenschutzgründen zu weit.
- Art. 15 Direktvermarktung, Abs. 2: Gemäss Energiegesetz liegt es in der Kompetenz des BFE, technologiespezifisch die Regeln für die Direktvermarktung festzulegen. Aus unserer Perspektive hat das BFE den vorhandenen Spielraum nicht ausgeschöpft und es sind zu viele Ausnahmeregelungen geschaffen worden. Ziel müsste es doch sein, dass möglichst alle Anlagen über 30 KW in die Direktvermarktung wechseln, ansonsten wird der administrative Aufwand nicht optimiert. Es geht auch darum zu zeigen, dass die neuen erneuerbaren Energien nicht nur Probleme der Netzstabilität verursachen, sondern bereit und in der Lage sind, möglichst flexibel zu produzieren und einen Beitrag an die Netzstabilität zu leisten. Deswegen sollten möglichst Anreize geschaffen werden, dass Anlagen, die im Marktpreis-Referenzsystem sind, freiwillig in die Direktvermarktung wechseln.
- Art. 24 Projektfortschritte, Inbetriebnahme und Meldepflichten, Abs. 5: Die nicht im Ermessen eines Anlagenbetreibers liegenden Gründe sind von der Regelung auszunehmen.
- Art. 28 Verweigerung der Vergütung, Abs. 2: Unverschuldete Gründe der Anlagenbetreiber sind zu berücksichtigen.
- Art. 29 Bewirtschaftungsentgelt für die Abnahme von Elektrizität, Abs. 1 und 2: Da die Bemessung des Bewirtschaftungsentgeltes nicht statisch ist, sind diese quartalsweise den effektiven Gegebenheiten anzupassen. Deshalb schlagen wir vor, die konkreten Zahlen nicht in der Verordnung zu belassen oder als entsprechende Ausgangswerte bei Inkraftsetzung zu nennen oder diese im Anhang aufzuführen.
- Art. 29 Bewirtschaftungsentgelt für die Abnahme von Elektrizität, neuer Abs. 3: Um Härtefälle zu vermeiden, braucht es eine Regelung, damit Produzenten abgesichert sind.
- Art. 30 Entrichtung des Referenz-Marktpreises: Die Aufgabe darf nicht den Bilanzgruppen alleine vorbehalten sein, auch Vermarkter sollen diese Aufgabe wahrnehmen können.
- Art. 45 Gesuch, Abs. 1: Damit PV-Anlagen zwischen einer Leistung von 30 bis 100 kW überhaupt noch gebaut werden, ist eine Ergänzung notwendig wonach eine Einmalvergütung beantragt werden kann, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder - sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist - die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.

- Art. 104 Weitergabe von Daten an die Oberzolldirektion: Diese Bestimmung ist ersatzlos zu streichen, da für die Anlagenbetreiber dadurch keine Vereinfachungen erzielt werden.
- Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung, Abs. 1: Sehr unterschiedliche, uneinheitliche und nicht logische respektive nicht nachvollziehbare Übergangsbestimmungen. Eine Harmonisierung und Vereinfachung ist gemäss unseren Vorschlägen anzustreben.
- Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung, Abs. 3 (neu). Wir plädieren dafür, die bisherige Lösung der BGEE aufrechtzuerhalten und den gesamten Systemwechsel per Ende Juni 2018 vorzunehmen. Das hat den Vorteil, dass die unterschiedlichen Übergangsfristen eliminiert werden können.
- Anhang 1.5, 2.3, ökologische Mindestanforderungen: Die Beurteilungsperiode für die Einhaltung der ökologischen Mindestanforderungen entspricht nicht der Praxis. Diese sind entsprechend anzupassen.
- Anhang 1.5, 2.1.2: Lit g. Die Formulierung „für die bereits der ökologische Mehrwert mit Bescheinigungen nach der CO₂-Gesetzgebung abgegolten wurde“ ist mit der Ausnahme von in Blockheizkraftwerken verwendetem biogenem Zündöl zu ergänzen.
- Anhang 1.5, Art. 3.4.3 und Artikel 8 Übergangsbestimmungen: Eine Übergangsfrist für den WKK-Bonus ist notwendig.

Nachfolgend die tabellarische Zusammenstellung sämtlicher Änderungsanträge im Detail:

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag	Begründungen
Art. 3 Neuanlagen, Abs. 2	Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt.	Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt 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.	Mit dem Vorschlag des Bundesrates ist es zwar bestehenden Anlagen immer noch möglich sich nochmals anzumelden, erst aber wenn sie komplett ersetzt wird. Das hat den Nachteil, dass bestehende Anlagen in den letzten Betriebsjahren nicht mehr erneuert werden respektive die Reinvestition erfolgt erst nach Ablauf der KEV-Dauer, wenn ein neuer KEV-Entscheid vorliegt. Das hat den Nachteil, dass ein Produktionsunterbruch entsteht. Energiepolitisch betrachtet ist dies ein falscher Lösungsansatz, weshalb wir die Übernahme der heute geltenden Kriterien verlangen.
Art. 6 Betriebsdaten, Abs. 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.	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 für die Ausübung der gesetzlichen Kontroll- und Aufsichtsfunktion erforderlichen Betriebsdaten , zu gewähren.	Diese Formulierung geht zu weit. Betriebswirtschaftliche Daten sind für Kontrollen nicht entscheidend sondern lediglich technische Daten zur gesamtwirtschaftlichen Effizienz respektive zur Überprüfung der Erfüllung der rechtlichen Anforderungen. Eine Einschränkung der offenzulegenden Daten, auf diejenigen Daten, welche für die Ausübung der Kontroll- und Aufsichtsfunktion (durch die Vollzugsstelle, das BFE) notwendig sind, ist sinnvoll.
Art. 8 Grosse und kleine Photovoltaikanlagen, alle Absätze	¹ Als grosse Photovoltaikanlagen gelten Anlagen mit einer Leistung ab 100 kW. ² Als kleine Photovoltaikanlagen gelten: 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.	Diesen Artikel begrüsst unsere Organisation.	Diese Änderung begrüssen wir, zumal es darum geht vor allem die grösseren Anlagen zu fördern respektive, dass solche letztlich gebaut werden.
Art 14 Teilnahme von Photovoltaikanlagen	Am Einspeisevergütungssystem können nur grosse Photovoltaikanlagen teilnehmen.	Diesen Artikel begrüsst unsere Organisation.	Unsere Organisation begrüsst diese Änderung, weil grössere Anlagen effizienter, sowie die Produktionskosten und der administrative Aufwand pro installierte MW-Leistung tiefer sind.
Art. 15 Direktvermarktung, Abs. 1	Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW.	Diesen Absatz begrüsst unsere Organisation.	Den Grundsatz, dass alle lastganggemessenen Anlagen die künftig ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen werden, in die Direktvermarktung müssen, begrüsst unsere Organisation. Es ist wichtig, dass dieser Grundsatz möglichst konsequent umge-

			<p>setzt wird, da sonst der administrative Gesamtaufwand nicht optimiert werden kann. Es geht auch darum zu zeigen, dass die neuen erneuerbaren Energien nicht nur Probleme der Netzstabilität verursachen, sondern bereit sind, möglichst flexibel zu produzieren und einen Beitrag an die Netzstabilität zu leisten.</p>
Abs. 2	<p>Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, müssen in die Direktvermarktung wechseln.</p>	<p>Siehe Begründung nebenan sowie den Änderungsantrag zu Abs.3.</p>	<p>Gemäss Energiegesetz liegt es in der Kompetenz des BFE, technologiespezifisch die Regeln für die Direktvermarktung festzulegen. Aus unserer Perspektive hat das BFE den vorhandenen Spielraum nicht ausgeschöpft und es sind zu viele Ausnahmeregelungen geschaffen worden. Ziel müsste es doch sein, dass möglichst alle Anlagen über 30 KW in die Direktvermarktung wechseln, ansonsten wird der administrative Aufwand nicht optimiert. Es geht auch darum zu zeigen, dass die neuen erneuerbaren Energien nicht nur Probleme der Netzstabilität verursachen, sondern bereit und fähig sind, möglichst flexibel zu produzieren und einen Beitrag an die Netzstabilität zu leisten. Deswegen sollten möglichst Anreize geschaffen werden, dass Anlagen, die im Marktpreis-Referenzsystem sind, freiwillig in die Direktvermarktung wechseln.</p> <p>Mit dem vorliegenden Vorschlag werden die Voraussetzungen dafür nicht geschaffen. Das oben erwähnte Ziel, wäre grundsätzlich durch zwei Möglichkeiten zu erreichen: 1. Reduktion der Leistungsgrenze für Bestandesanlagen, welche in die Direktvermarktung wechseln müssen oder 2. eine Rückkehrmöglichkeit ins Marktpreis-Referenzsystem für Anlagen, welche nicht verpflichtend ins Direktvermarktungssystem müssen. Wir bevorzugen Variante 2 und beantragen deshalb eine Änderung des Abs. 3.</p>
Abs. 3	<p>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>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. Die Betreiber können nach Übertritt in die Direktvermarktung unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten jederzeit wieder zurück ins Referenz-Marktpreissystem wechseln.</p>	<p>Mit der vorgeschlagenen Formulierung wird kein Anlagenbetreiber motiviert in die Direktvermarktung zu wechseln. Wieso sich auf Neues einlassen, wenn man eine langfristige sichere Lösung hat? Wenn keine Rückkehrmöglichkeit ins Referenz-Marktpreissystem besteht, wird kein Anlagenbetreiber in die neue unbekannte Welt der Direktvermarktung wechseln zumal noch unsicher ist, ob Preise über dem Referenz-Marktpreis erzielt werden können oder eben nicht. Weitere Begründung gemäss Abs. 2.</p> <p>Die im Jahr 2013 von Frontier Economics / Polyno-</p>

			<p>mics im Auftrag des BFE erarbeitete Studie "Direktvermarktung von geförderter erneuerbarer Stromerzeugung" sieht ebenfalls explizit ein Rückkehrrecht in das System des Referenz-Marktpreises für Anlagen vor, die freiwillig in die Direktvermarktung wechseln.</p> <p>Durch eine dreimonatige Wechselfrist liessen sich allzu kurzfristige Wechsel und damit ein ständiges Hin-und-Her vermeiden.</p> <p>Bei einer realistischen Berechnung der Bewirtschaftungsentgelter an Direktvermarkter/Bilanzgruppen ist es zudem zu erwarten, dass für Anlagenbetreiber die Direktvermarktung mindestens genauso attraktiv sein wird wie das Referenzmarktpreismodell – dann hätten Direktvermarkter/Bilanzgruppen nämlich die Möglichkeit einen Teil der Bewirtschaftungsentgelter den Produzenten zukommen zu lassen. Ein häufiges hin-und-her Wechseln mit grossem administrativem Aufwand ist daher auch aus diesem Grund nicht zu erwarten.</p> <p>Ziel müsste es sein, dass möglichst alle Anlagen über 30 KW in die Direktvermarktung wechseln, ansonsten wird der administrative Aufwand nicht optimiert.</p>
Art. 21 Abbau der Warteliste, Absatz 2 Variante A	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.	Unsere Organisation lehnt diese Variante ab.	Es darf davon ausgegangen werden, dass diese Variante vorgeschlagen wurde weil in den Kantonen BE, JU und FR zahlreiche Anlagen von der KEV-Übergangslösung der BKW (kleiner 100 kW) profitierten. Diese wurden in der Zwischenzeit auf den Marktpreis gesetzt. Diesen Anlagen sollen nun mit dieser Variante den Einstieg in die KEV ermöglicht werden. Es kann nicht sein, dass eine rechtliche Lösung kreiert wird, damit diese betroffenen Anlagen prioritär profitieren. Dies hat die Konsequenz, dass alle anderen Projekteigner dadurch benachteiligt werden. Diejenigen notabene, die sich an den bisherigen rechtlichen schweizerischen Rahmenbedingungen orientierten.
Absatz 2 Variante B	Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs berücksichtigt.	Unsere Organisation befürwortet diese Variante.	Begründung siehe Variante A
Art. 24 Projektfortschritte, Inbetriebnahme und Meldepflichten, Abs. 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 Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin verlängern.	Unsere Organisation befürwortet diesen Wortlaut.	Es ist wichtig, dass dieser Absatz im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens nicht geändert wird. Dieser Absatz ist eminent wichtig zumal es aus unverschuldeten Gründen (Baubewilligungseinsprachen usw.) immer wieder zu Verzögerungen kommen

	Das Gesuch ist vor Ablauf der jeweiligen Frist schriftlich einzureichen.		kann, wie die Erfahrungen der letzten Jahre zeigen.
Abs. 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.	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. Im Falle einer verspäteten Einreichung aus Gründen, für die der Anlagenbetreiber nicht einzustehen hat, wird die Einspeisevergütung nachträglich durch die Vollzugsstelle nachbezahlt.	Es kann sein, dass verzögerte Einreichungen der Inbetriebnahmemeldungen durch Unverschulden der Projekteigner vorkommen wie zum Beispiel, wenn der Auditor aus zeitlichen Gründen in Verzug ist. Mit dieser Formulierung wird ein Anlagenbetreiber zu stark bestraft, zumal es oft nicht in seinem Ermessen ist den Prozess zu beschleunigen.
Art. 26 Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem, Abs. 2	Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist ausgeschlossen.	Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist möglich ausgeschlossen. Hierfür muss eine Neuanmeldung erfolgen.	Dieser Artikel ist zu absolut, weitere Begründung siehe Artikel Art. 3 Neuanlagen, Abs. 2.
Art. 27 Auszahlung der Vergütung, Abs. 4	Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so stellt die Vollzugsstelle den Betreibern den übersteigenden Teil vierteljährlich in Rechnung.	Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so stellt die Vollzugsstelle den Betreibern gemäss Abs. 1 lit b dieses Artikels den übersteigenden Teil vierteljährlich in Rechnung.	Diese Formulierung ist zu wenig konkret und kann zu Missverständnissen führen.
Abs. 5	Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.	Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat Kalenderjahr ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.	Dies ist eine Verschlechterung gegenüber der heutigen Lösung und benachteiligt die neuen Projekteigner.
Art. 28 Verweigerung der Vergütung, Abs. 2	Hält der Betreiber die rechtlichen Vorgaben nicht ein, so entfällt der Anspruch auf Vergütung ebenfalls bis er diese Vorgaben wieder einhält.	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 zurück erstattet.	Der Vernehmlassungsvorschlag ist eine Verschlechterung der heutigen Regelung. Es darf nicht sein, dass ein Anlagenbetreiber der die rechtlichen Vorgaben aus Gründen die ihm nicht zuzurechnen sind, so hart bestraft wird und allenfalls dadurch sogar die Wirtschaftlichkeit gefährdet wird und im schlimmsten Fall als Folge davon sogar die Anlage stilllegen muss.
Art. 29 Bewirtschaftungsentgelt für die Abnahme von Elektrizität, Abs. 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; b. 0,28 Rappen bei Wasserkraftanlagen; c. 0,22 Rappen bei Biomasseanlagen.	Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter, welcher 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; b. 0,28 0,33 Rappen bei Wasserkraftanlagen und Biomasseanlagen;	Diese Aufgabe darf nicht den Bilanzgruppen alleine vorbehalten sein, auch unabhängige Vermarkter sollen diese Aufgabe wahrnehmen können. Grundsätzlich sind die vorgeschlagenen Bewirtschaftungsentgelte tief angesetzt. Um das System nicht zu verkomplizieren, schlagen wir zudem vor, die Wasserkraftanlagen und Biomasseanlagen zusammen zu fassen und den Ansatz geringfügig zu erhöhen. Unsere Erfahrungen zeigen, dass die Höhe des Entgeltes für Biomasseanlagen zu tief ist. Am schwierigsten zu prognostizieren ist die Produktion von Windkraftwerken, deshalb erscheint uns auch die Höhe für Photovoltaik- und Windenergieanlagen als eher zu tief. Ein Bewirtschaftungsentgelt gegliedert pro Technologie erachten wir indessen aber auch

		<p>c. 0,22 Rappen bei Biomasseanlagen. die Bewirtschaftungsentgelte gemäss lit. a. und b. dieses Absatzes sind Richtwerte. Das BFE legt die Höhe der Bewirtschaftungsentgelte quartalsweise neu fest und publiziert diese. Dabei werden folgende Kostenpositionen separat ausgewiesen: Ausgleichsenergiekosten, Marge, Akquisitionskosten und Abwicklungsaufwand.</p>	<p>nicht als sinnvoll, deshalb erachten wir die Schaffung von zwei Kategorien und ein Mischansatz als sinnvoll.</p> <p>Bei einer realistischen Berechnung der Bewirtschaftungsentgelter an Direktvermarkter/Bilanzgruppen ist es zudem zu erwarten, dass für Anlagenbetreiber die Direktvermarktung mindestens ebenso attraktiv sein wird wie das Referenzmarktpreismodell – dann hätten Direktvermarkter/Bilanzgruppen nämlich die Möglichkeit einen Teil der Bewirtschaftungsentgelter den Produzenten zukommen zu lassen.</p> <p>Hinzu kommt die Tatsache, dass sich die Marktverhältnisse laufend ändern. Deshalb ist das Bewirtschaftungsentgelt quartalsweise den effektiven Gegebenheiten anzupassen. Wir schlagen den neuen lit. c vor oder dass die konkreten Zahlen nicht in der Verordnung aufgeführt werden. Das BFE sollte quartalsweise die Bewirtschaftungsentgelte anpassen analog dem Marktreferenzpreis. Das BFE sollte dabei folgende Positionen ausweisen: Ausgleichsenergiekosten, Marge, Akquisekosten, Abwicklungsaufwand. Die im Vorschlag aufgeführten Bewirtschaftungsentgelte sind dabei als Richtwerte zu bezeichnen.</p>
Abs. 2	<p>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> <ul style="list-style-type: none"> a. 0,38 Rappen bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen; b. 0,2 Rappen bei Wasserkraftanlagen; c. 0,15 Rappen bei Biomasseanlagen. 	<p>Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter, welcher 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> <ul style="list-style-type: none"> a. 0,38 Rappen bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen; b. 0,2 0,25 Rappen bei Wasserkraftanlagen und 0,15 Rappen bei Biomasseanlagen. c. 0,15 Rappen bei Biomasseanlagen die Bewirtschaftungsentgelte gemäss a. und b. dieses Absatzes sind Richtwerte. Das BFE legt die Höhe der Bewirtschaftungsentgelte quartalsweise neu fest und publiziert diese. Dabei werden folgende Kostenpositionen separat ausgewiesen: Ausgleichsenergiekosten, Marge, Akquisitionskosten und Abwicklungsaufwand. 	<p>Gleiche Begründung wie Art. 29 Abs. 1 oben.</p>
Abs. 3 (neu)		<p>In Härtefällen, insbesondere wenn eine Bilanzgruppe oder ein Direktvermarkter Konkurs anmelden</p>	<p>Wir als Branchenverband verlangen eine solche Lösung, um Härtefälle zu eliminieren. Es braucht eine</p>

		<p><i>muss, fällt ein Anlagenbetreiber automatisch ins Referenz-Marktpreissystem zurück bis er wieder einen neuen Vertrag mit einer Bilanzgruppe oder einem Direktvermarkter unterzeichnet hat. Die Bilanzgruppe oder der Vermarkter ist verpflichtet dies frühzeitig der Vollzugsstelle zu melden.</i></p>	<p>Regelung, damit Produzenten abgesichert sind. Das EEG in Deutschland enthält ebenfalls einen solchen Artikel und Anlagenbetreiber im Falle einer Insolvenz des Direktvermarkters/Bilanzgruppe für die Übergangszeit eine feste Einspeisevergütung erhalten.</p> <p>Trifft ein solcher Härtefall ein, muss gewährleistet werden, dass ein Erzeuger den Marktreferenzpreis und die Einspeisevergütung erhält, mindestens während der Zeit bis der Anlagenbetreiber einen neuen Vertrag mit einer Bilanzgruppe oder einem Direktvermarkter unterzeichnet hat.</p> <p>Ohne eine klare Regelung in solchen Härtefällen sind kleinere, neuere Marktakteure gegenüber etablierten klar benachteiligt. Wenn das gesamte Ausfallsrisiko letztendlich an den Erzeugern hängen bleibt, werden viele sich nicht trauen, Geschäftsbeziehungen mit einem neu auftretenden Direktvermarkter einzugehen.</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: <ul style="list-style-type: none"> a. die jeweilige Bilanzgruppe: bei Anlagen, die eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem haben; 	Für die Elektrizität aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, haben der Vollzugsstelle den Referenz-Marktpreis zu entrichten: <ul style="list-style-type: none"> a. die jeweilige Bilanzgruppe <i>oder der Vermarkter</i>: bei Anlagen, die eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem haben; 	Diese Aufgabe darf nicht den Bilanzgruppen alleine vorbehalten sein, auch unabhängige Vermarkter sollen diese Aufgabe wahrnehmen können. Siehe auch Begründung zu Art. 31 nachfolgend.
Art. 31 Bilanzgruppe und Netzbetreiber, Abs. 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.	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 <i>oder einem Vermarkter</i> , so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.	<p>Im Hinblick auf die Ausgestaltung ist zu beachten, dass ein Risiko von Machtungleichheit und möglichen Abhängigkeiten zwischen grossen Netzbetreibern und kleinen Produzenten besteht. Produzentenorganisationen, welche die Vermarktung selbst und unabhängig aufbauen wollen, dürfen nicht benachteiligt werden.</p> <p>Es ist für unsere Organisation schwierig nachzuvollziehen, weshalb bis 1.1.2018 alle Produzenten einen neuen Vermarkter respektive eine Bilanzgruppe suchen müssen. Oder eben, wenn sie dies nicht tun, automatisch in die Bilanzgruppe des netzbetreibenden EVU fallen. Die Zeit um einen neuen Partner zu suchen, ist sehr eng bemessen zumal davon ausgegangen werden muss, dass die definitive Version der Verordnung erst im Herbst vorliegt und publiziert wird. Hinzu kommt die Tatsache, dass Energiepool Schweiz mit den Produzenten (mit allen nEE-Produzenten) eine Kündigungsfrist von einem Monat vereinbart hat. Das heisst faktisch, Energiepool</p>

			Schweiz muss im Herbst sämtliche Produzenten anschreiben und entsprechend kündigen. Letztlich verbleibt somit den Produzenten bloss eine Zeitspanne von ca. 30 bis 40 Tage, um eine Lösung zu suchen. Die Zeit ist sehr knapp respektive zu eng bemessen.
Abs. 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.	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 oder den Direktvermarkter , so hat er dies der Vollzugsstelle einen Monat im Voraus schriftlich mitzuteilen.	Siehe die diversen vorangehenden Begründungen.
Art. 32 Nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen, Abs. 2	Die Vergütungsdauer wird durch eine nachträgliche Erweiterung oder Erneuerung nicht verlängert.	Die Vergütungsdauer wird durch eine nachträgliche Erweiterung oder Erneuerung nicht verlängert. Davon ausgenommen sind Anlagen, welche die Bedingungen gemäss Art. 3 Abs. 2 erfüllen.	Dieser Artikel ist zu absolut. Unsere Organisation kann nicht nachvollziehen, weshalb Anlagen, die massgeblich erneuert oder erweitert werden, vollkommen ausgeschlossen werden sollen. Energiepolitisch ist dies ein falscher Lösungsansatz. Im Biogas aber auch in anderen Technologien sind möglichst bestehende Anlagen – die über Jahre Betriebserfahrungen gesammelt haben zu fördern und die Voraussetzungen zu schaffen, dass sie sich entwickeln können. Unsere Organisation will nicht möglichst viele Kleinstbiogasanlagen, sondern in erster Linie überbetriebliche Anlagen mit hohem technischen Standard und mit geeigneten Anlagenbetreibern, die Know how entwickelt haben und die Anlage „profifhaft“ führen. Um dies zu gewährleisten muss die Möglichkeit von Erweiterungen und Erneuerungen bestehen bleiben.
Abs. 3	Bei Photovoltaikanlagen wird der ursprüngliche Vergütungssatz ab der Inbetriebnahme der Erweiterung oder Erneuerung im Verhältnis zur zusätzlichen installierten Leistung anteilmässig gekürzt.	Bei Photovoltaikanlagen wird der ursprüngliche Vergütungssatz ab der Inbetriebnahme der Erweiterung oder Erneuerung im Verhältnis zur zusätzlichen installierten Leistung anteilmässig gekürzt. gemittelt. Für die Erweiterung gilt der Vergütungssatz bei Inbetriebnahme gemäss Anhang 1.2, Art. 5.2. Für den nicht erweiterten Teil gilt der bisherige Vergütungssatz.	Diese Reduktion ist willkürlich und entspricht nicht den tatsächlichen Investitionskosten.
Abs. 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.	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. Ausgenommen von dieser Regelung sind verspätete Einreichungen verursacht aus Gründen für die der Anlagenbetreiber nicht einzustehen hat.	Es kann sein, dass verzögerte Einreichungen der Inbetriebnahmemeldungen durch Unverschulden der Projektteigener vorkommen wie zum Beispiel, wenn der Auditor aus zeitlichen Gründen in Verzug ist. Mit dieser Formulierung wird ein Anlagenbetreiber zu stark bestraft, weil es oft nicht in seinem Ermessen ist den Prozess zu beschleunigen.
Art. 33 Folgen des Nichteinhaltens von Mindestanforderungen, Abs. 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, so-	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.	Dieser Absatz ist widersprüchlich. Es geht darum, dass die Mindestanforderungen wieder erfüllt werden. Diese sind klar formuliert, weshalb es nicht noch zusätzliche Auflagen braucht. Von Auflagen ist daher gänzlich abzusehen.

	fern allfällige Auflagen erfüllt werden.		
Abs. 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.	Sind die Mindestanforderungen nach Ablauf der Frist nicht während einer ganzen Beurteilungsperiode, welche in der Regel ein Jahr dauert , 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.	Eine klarere Regelung ist wichtig. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass Produktionsmindestanforderungen über ein Jahr sinnvoll sind. Es liegt in der Natur der Sache, dass Kleinwasserkraftwerke den Wetterverhältnissen entsprechend grössten Schwankungen in der Produktion unterliegen von 100% Produktion bis 0%-Produktion. Bei Biogasanlagen sind die Schwankungen zwar nicht so extrem, aber auch hier können zeitlich grosse Produktionsschwankungen resultieren, zum Beispiel wenn Co-Substrate ausfallen oder das BHKW aus technischen Gründen über längere Zeit ausfällt.
Art. 34 Ausscheiden aus dem Einspeisevergütungssystem	Die Vollzugsstelle verfügt das Ausscheiden eines Betreibers aus dem Einspeisevergütungssystem, wenn: <ul style="list-style-type: none"> a. 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; b. die Mindestanforderungen ein Jahr nach Ablauf der Frist nach Artikel 33 Absatz 4 nicht eingehalten werden. 	Die Vollzugsstelle verfügt das Ausscheiden eines Betreibers aus dem Einspeisevergütungssystem, wenn: <ul style="list-style-type: none"> a. 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; b. die Mindestanforderungen ein Jahr nach Ablauf der Frist nach Artikel 33 Absatz 4 nicht eingehalten werden. 	Begründung siehe Art. 33 Abs. 5 oben.
Art. 45 Gesuch, Abs. 1	Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen ist nach Inbetriebnahme der Anlage bei der Vollzugsstelle einzureichen.	Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen ist nach Inbetriebnahme einzureichen, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, wenn die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.	Dieser Passus hat zur Folge, dass das Investitionsrisiko für den Bau nicht gedeckt ist. Es darf davon ausgegangen werden, dass vor allem grössere Anlage (50 bis 100 kW) nicht gebaut werden, wenn unklar ist, ob der Projekteigner jemals eine Einmalvergütung erhält. Als Folge davon werden Anlagen in dieser Grössenordnung kaum gebaut, was wohl kaum im Interesse der Energiestrategie 2050 liegt.
Art. 102 Publikation, Abs. 1	Das BFE publiziert unabhängig von der Grösse einer Anlage folgende Angaben zu den Anlagen, für die nach dieser Verordnung eine Förderung entrichtet wird: <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. 	Das BFE publiziert unabhängig von der Grösse einer Anlage folgende Angaben zu den Anlagen, für die nach dieser Verordnung eine Förderung entrichtet wird: <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. 	Betreffend Datenschutz und Offenlegung ist dieser Artikel fragwürdig. Hinzukommt, dass allein die Höhe des Förderbeitrages (ohne Kenntnisse der Betriebskosten) zu Fehlinterpretationen respektive zu Spekulationen führen kann und letztlich negative Auswirkungen auf das Image der erneuerbaren Energien zur Folge haben kann.

<p>Art. 104 Weitergabe von Daten an die Oberzolldirektion</p>	<p>Das BFE gibt für den Vollzug der Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996¹⁴ die nachstehenden Daten von Anlagenbetreibern, die Elektrizität aus Biomasse produzieren, an die Oberzolldirektion weiter:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Name und Adresse von natürlichen Personen und Personenvereinigungen oder Firma und Sitz von juristischen Personen ; b. Angaben über die Art, Menge und Herkunft der biogenen Rohstoffe; c. Angaben über die Art, Menge und Herkunft der aus den biogenen Rohstoffen hergestellten Treib- und Brennstoffe; d. Angaben über die Elektrizität und die Wärme, die aus Treib- und Brennstoffen produziert werden; e. Angaben zur Anlage, insbesondere Produktionsprozesse, Kapazität, Leistung, Wirkungsgrad und Datum der Inbetriebnahme. 	<p>Der ganze Artikel ist ersatzlos zu streichen.</p>	<p>Die Weiterleitung an die Oberzolldirektion (OZD) ist zwar sinnvoll, hat aber keine administrativen Vereinfachungen für die Produzenten und die OZD zur Folge. Des Weiteren nutzen aus unserer Sicht diese Daten der OZD wenig bis nichts. Zumal die Aufgabe der OZD darin besteht, die OZD-Positivliste zu erweitern und produktspezifische Beurteilungen/Bewilligungen von Produkten, die nicht auf der OZD-Positivliste sind, vorzunehmen und letztlich die Kontrollen auf den treibstoffproduzierenden Anlagen durchzuführen und zu prüfen, ob die rechtlichen Grundlagen gemäss Mineralölsteuergesetzgebung eingehalten sind.</p> <p>Da die Hersteller von Treibstoffen eine Bewilligung der OZD benötigen, müssen sämtliche vorgeschriebenen Daten für Kontrollen aufbewahrt respektive wo gefordert der OZD eingereicht und geliefert werden. Auf die Weiterleitung an die OZD kann deshalb verzichtet werden.</p>
<p>Art. 105 Kontrolle und Massnahmen, Abs. 3</p>	<p>Das BFE ist weiter befugt, die für die Feststellung einer übermässigen Rentabilität erforderlichen Unterlagen und Informationen zu verlangen und Prüfungen zu veranlassen.</p>	<p>Dieser Absatz ist ersatzlos zu streichen.</p>	<p>Dieser Absatz schafft eine Doppelspurigkeit, denn er ist bereits in Art. 6 enthalten, weshalb der Absatz ersatzlos gestrichen werden kann.</p>
<p>Ar. 106</p>	<p>Bei Anlagen, die eine Einspeisevergütung nach bisherigem Recht erhalten, wird die Vergütung bis zum 31. Dezember des Jahres, in dem die Vergütungsdauer ausläuft, ausgerichtet.</p>	<p>Hier keine Änderung, aber in Art. 27 Abs. 5.</p>	<p>Diese Regelung wird begrüsst, mit diesem Wortlaut ist die Besitzstandswahrung sichergestellt.</p>
<p>Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung, Abs. 1</p>	<p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. 	<p>Dieser Absatz ist ersatzlos zu streichen.</p>	<p>Es ist nicht verständlich weshalb Neuanlagen (größer und kleiner 500 kW) eine Übergangsfrist gewährt werden soll. Dies macht keinen Sinn, denn die Anlagen sind ja noch nicht gebaut und daher auch nicht von einer Änderung des Systems betroffen.</p>
<p>Abs. 2</p>	<p>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).</p>	<p>Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind zudem Betreiber von Anlagen nach Artikel 15 Absatz 2 im ersten Jahr bis Ende Juni 2018 ab Inkrafttreten dieser Verordnung (Art. 72 Abs. 5 EnG).</p>	<p>Wenn Marktreferenz-Anlagen ab 1.1.2018 in eine Bilanzgruppe wechseln müssen, ist nicht nachvollziehbar weshalb für diese Anlagentyp eine Übergangsfrist von 1 Jahr gewährt werden soll.</p>
<p>Abs. 3</p>	<p>Neu</p>	<p>Neuanlagen sowie Bestandesanlagen, welche gemäss Art. 15 in die Direktvermarktung müssen, gilt eine grundsätzliche Übergangsfrist bis Ende Juni</p>	<p>Es ist für unsere Organisation schwierig nachzuvollziehen, weshalb bis 1.1.2018 alle Produzenten einen neuen Vermarkter respektive eine Bilanzgruppe su-</p>

		<p>2018. Dieselbe grundsätzliche Übergangsfrist gilt für Neuanlagen, die von der Direktvermarktung ausgenommen sind und für Bestandesanlagen, die nach dem Referenz-Marktpreissystem einspeisen.</p>	<p>chen müssen. Oder eben, wenn sie dies nicht tun, automatisch in die Bilanzgruppe des netzbetriebenden EVU fallen. Die Zeit um einen neuen Partner zu suchen, ist sehr eng bemessen, zumal davon ausgegangen werden muss, dass die definitive Version der Verordnung erst im Herbst vorliegt und publiziert wird. Hinzu kommt die Tatsache, dass Energiepool Schweiz mit den Produzenten (mit allen nEE-Produzenten) eine Kündigungsfrist von einem Monat vereinbart hat. Das heisst faktisch, Energiepool Schweiz muss im Herbst sämtliche Produzenten anschreiben und entsprechend kündigen. Letztlich verbleibt somit den Produzenten bloss eine Zeitspanne von ca. 30 bis 40 Tagen, um eine Lösung zu suchen. Die Zeit ist sehr knapp respektive zu eng bemessen.</p> <p>Wir plädieren aus all diesen Gründen die bisherige Lösung der BGEE aufrechtzuerhalten und den gesamten Systemwechsel per Ende Juni 2018 vorzunehmen</p> <p>Des Weiteren würde mit dieser Lösung eine Harmonisierung der Übergangsfristen erreicht, was letztlich auch aus Kostengründen zu begrüssen wäre.</p>
Anhang 1.5, 2.1.2	Nicht zugelassene Biomasse: g. Klärgas, Rohschlamm aus ARA sowie biogene Treib- und Brennstoffe, für die bereits der ökologische Mehrwert mit Bescheinigungen nach der CO ₂ -Gesetzgebung abgegolten wurde.	Nicht zugelassene Biomasse: g. Klärgas, Rohschlamm aus ARA sowie biogene Treib- und Brennstoffe, für die bereits der ökologische Mehrwert mit Bescheinigungen nach der CO ₂ -Gesetzgebung abgegolten wurde, mit Ausnahme von in Blockheizkraftwerken verwendetem biogenem Zündöl.	Unsere Organisation hat in der letzten EnV-Revision auf die diesbezügliche Problematik hingewiesen und der zugefügte beantragte Zusatz entspricht der am 1.1.2017 in Kraft gesetzten Verordnung. Die aktuell geltende Formulierung der EnV ist zu übernehmen.
	Neu lit g.	f. die zugelassenen Materialien der verschiedenen Technologien sind in der VVEA Vollzugshilfe festgelegt und von den Anlagenbetreibern einzuhalten	In der BAFU-Vollzugsweisung werden die Materialien betreffend geschlossenen Kreisläufen bewertet und die zugelassenen Materialien pro Technologie festgelegt. Diese Vollzugshilfe konkretisiert die zugelassenen Materialien. Es wäre sinnvoll diese Bedingung für Biomasse in der EnV zu verknüpfen, weil letztlich damit der Biomassestrategie der Bundesämter BAFU, BFE, BLW und ARE zur Umsetzung verhilft.
2.3.	Ökologische Mindestanforderungen 2.3.1 Die Beurteilungsperiode für die ökologischen Mindestanforderungen beträgt drei Monate.	Ökologische Mindestanforderungen 2.3.1 Die Beurteilungsperiode für die ökologischen Mindestanforderungen beträgt drei sechs Monate.	Die einzuhaltenden ökologischen Mindestanforderungen stehen alle im Zusammenhang mit der OZD. Erfahrungsgemäss dauert der Prozess länger als 3 Monate bis eine OZD-Betriebsbewilligung vorliegt, kann eine Anlage in der Regel diese Mindestanforderung und dies notabene ohne ihr Verschulden gar nicht einhalten.
			Der Bewilligungsprozess ist folgendermassen: Bau-

			bewilligung, Bau der Anlage, Inbetriebnahme der Anlage, Ausstellung der kantonalen Betriebsbewilligung, Ausstellung der OZD-Bewilligung
	2.3.3 Wird ein biogener Treibstoff hergestellt und direkt vor Ort zur Elektrizitätsproduktion eingesetzt, so muss bei der Inbetriebnahme der Anlage eine Bewilligung als Produktionsbetrieb mit Anrecht auf Steuererleichterung von der Oberzolldirektion vorliegen.	2.3.3 Wird ein biogener Treibstoff hergestellt und direkt vor Ort zur Elektrizitätsproduktion eingesetzt, so muss bei spätestens bis sechs Monat nach der Inbetriebnahme der Anlage eine Bewilligung als Produktionsbetrieb mit Anrecht auf Steuererleichterung von der Oberzolldirektion vorliegen.	Begründung siehe 2.3.1 oben.
	Neu	2.3.6 Wird biogenes Gas importiert, müssen sämtliche ökologische Mindestanforderungen gemäss 2.3.1 bis 2.3.5 erfüllt sein.	Es ist zwingend darauf zu achten, dass inländisches und importiertes Biogas, dieselben ökologischen Mindestanforderungen erfüllen muss, ansonsten entsteht eine wirtschaftliche Benachteiligung der inländischen Biogasproduzenten.
3.4.3	Neu	Für Biomasseanlagen wird ein Bonus für externe Wärmenutzung (WKK-Bonus) von 2.5 Rp./kWh gewährt, wenn die externe Wärmenutzung die Mindestanforderungen gemäss 2.2.4 wenigstens um 20 Prozent (bezogen auf die Bruttowärmeproduktion) übersteigt.	WKK-Bonus von 2.5 Rp/kWh wurde in der revidierten Version nicht mehr aufgenommen, deshalb ist ein neuer Art. 3.4.3 zu formulieren oder zumindest noch eine Übergangsfrist festzulegen. Siehe hierzu auch die nachfolgenden Ausführungen.
8 Übergangsbestimmungen	Neu	c. Der WKK-Bonus wird gewährt für Anlagen die eine Projektfortschrittmeldung bis 31. Oktober 2018 eingereicht haben.	Eine Übergangsbestimmung betreffend dem WKK-Bonus fehlt. Ohne den beantragten neuen Text entfällt für die projektierten Anlagen respektive für deren Projekteigner die Besitzstandswahrung. Sämtliche Biogasprojekte in Planung haben in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit diesem Bonus gerechnet. Es ist schade, dass dieser Bonus fallen gelassen wird zumal es doch sinnvoll ist, dass die Gesamteffizienz der Anlagen möglichst hoch ist und die Wärme entsprechend genutzt wird. Das Weglassen wird dazu führen, dass die Wärmenutzung nicht mehr oder zumindest in einem reduzierten Masse bei der Planung /Bau mitberücksichtigt wird.

2. Stellungnahme zu den geplanten Änderungen der Energieverordnung (EnV)

Die meisten der vorgeschlagenen Änderungen werden von unserer Organisation begrüsst. Nachfolgend die wichtigsten Bestimmungen, die uns grosses Unbehagen bereiten und unbedingt einer Änderung bedürfen:

- Art. 7 Abs. 1: Auch die Verfahren von anderen Technologien liessen sich allenfalls vereinfachen oder gar beschleunigen, wenn eine Leitbehörde im Sinne einer Guichet Unique bezeichnet würde.
- Art. 11 Anschlussbedingungen, Abs. 3: Es sollte für den Rechtsanwender klar sein, was unter Netzanschlusspunkt zu verstehen ist. Wir beantragen die Klärung des Begriffs Netzanschluss.
- Art. 12 Abzunehmende und zu vergütende Energie, Abs. 2: Es sollte klar vorgegeben sein, dass die von der Anlage selber verbrauchte Elektrizität entweder aus derselben Anlage oder dann aus Erneuerbaren Quellen stammen sollte.
- Art. 15 Vergütung: Siehe Bemerkungen zu Art. 11 Abs. 3 oben.
- Art. 17 Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern, Abs. 1: Diese Bestimmung stellt ein ungerechtfertigter Eingriff in die verfassungsmässig garantierte Wirtschaftsfreiheit dar, weshalb wir die Streichung dieser Regelung beantragen.
- Art. 18 Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch, Abs. 2: Diese Regelung durchbricht den in Art. 13a StromVV festgelegten Grundsatz wonach die Kosten für die Messgeräte künftig über die Netznutzung abgegolten werden und ist deshalb zu streichen.
- Art. 38 Verwendung, Abs. 1: Bei der Definition des Verteilschlüssels sollen Anlagen speziell begünstigt werden, die mit positiven Nebeneffekten (Klimaschutz, Flexibilität in der Stromproduktion) für die Allgemeinheit beitragen.

Nachfolgend die tabellarische Zusammenstellung und die Änderungsanträge im Detail:

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag	Begründungen
Art. 7 Abs. 1	Für die Koordination der Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren nach Artikel 14 Absatz 4 EnG ist bei Windkraftanlagen das Bundesamt für Energie (BFE) zuständig.	Für die übrigen Technologien ist ebenfalls eine Leitbehörde zwecks Vereinfachung und Beschleunigung der Verfahre vorzusehen.	Bei Windkraftanlagen wird eine zuständige Verwaltungseinheit bezeichnet, um die administrative Koordination von Stellungnahmen und Bewilligungsverfahren auf Bundesebene sicherzustellen. Diese Massnahme wird begrüsst. Es ist indes nicht einzusehen, weshalb es nur bei Windkraftanlagen eine Guichet Unique geben soll. Auch die Verfahren von anderen Technologien liessen sich allenfalls vereinfachen oder gar beschleunigen, wenn eine Leitbehörde im Sinne einer Guichet Unique bezeichnet würde.
Art. 11 Anschlussbedingungen, Abs. 3	Ist Absatz 2 erfüllt, so sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Energieerzeugungsanlage mit dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt so zu verbinden, 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 StromVV3	Wir beantragen die Klärung des Begriffs Netzanschluss. Es könnte dabei die Definition der EICOM (Weisung 2/2015 vom 19.11.2015) übernommen und gegebenenfalls noch etwas präzisiert werden.	Der Netzanschlusspunkt ist für die Kostenaufteilung bei Netzanschlüssen zentral. Unsere Erfahrungen zeigen, dass er immer wieder zu Diskussionen Anlass gibt. Gleichwohl fehlt diesbezüglich eine präzisierende Aussage. Es sollte für den Rechtsanwender klar sein, was unter Netzanschlusspunkt zu verstehen ist.
Art. 12 Abzunehmende und zu vergütende Energie, Abs. 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).	Es sollte klar vorgegeben sein, dass die von der Anlage selber verbrauchte Elektrizität entweder aus derselben Anlage oder dann aus Erneuerbaren Quellen stammen sollte.	Es geht aus der entsprechenden Regelung nicht hervor, dass die von der Anlage selber verbrauchte Energie auch tatsächlich von der Anlage stammen muss. Findige Anlagenbetreiber könnten die Hilfsenergie mit fossil betriebenen Anlagen erzeugen um auf diese Weise die ins Netz eingespeiste Elektrizität möglichst hoch zu halten.
Art. 15 Vergütung	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.	Siehe Antrag zu Art. 11 Abs. 3 oben.	Gemäss dem erläuternden Bericht setzt diese Regelung voraus, dass betroffene Endverbraucher auf umliegenden Grundstücken am selben Netzanschlusspunkt angeschlossen sind. Wie schon bei Art. 11 Abs. 3 oben ist auch hier der Netzanschlusspunkt von zentraler Bedeutung. Umso mehr rechtfertigt sich die unter Art. 11 Abs. 3 weiter oben beantragte Definition und Präzisierung des Begriffs „Netzanschluss“ bzw. des Begriffs „Verteilnetz“.



<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 Produktionsleistung der Anlage bei mindestens 10 5 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität liegt.</p>	<p>Aus administrativen Überlegungen wird ein Mindestverhältnis von 10% vom Verbrauch zur Netzanschlusskapazität verlangt. Ist das Verhältnis vom Verbrauch zur Eigenstromproduktion klein, wird davon ausgegangen, dass sich der administrative und technische Aufwand für den Zusammenschluss nicht lohnt. Die Verhältniszahl von 10% ist allerdings zu hoch. Wir beantragen eine kleinere Verhältniszahl vorzusehen.</p>
<p>Art. 17 Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern, Abs. 1</p>	<p>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>Streichen</p>	<p>Es wird vom Staat vorgegeben, was der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch von den Verbrauchern verlangen kann. Diese in die Wirtschaftsfreiheit eingreifende Regelung macht nur dann Sinn, wenn die Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter vom Eigentümer zur Mitwirkung im Zusammenschluss gezwungen werden können. Eine solche Pflicht ist allerdings nicht zu erkennen. Daher stellt diese Vorgabe ein ungerechtfertigter Eingriff in die verfassungsmässig garantierte Wirtschaftsfreiheit dar, weshalb wir die Streichung dieser Regelung beantragen.</p>
<p>Art. 18 Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch, Abs. 2</p>	<p>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>Streichen</p>	<p>Gemäss erläuterndem Bericht sind die Kosten dieses Messgerätes durch den Endverbraucher oder Produzenten zu tragen, weil er auch den Nutzen dieser Flexibilität hat. Diese Regelung durchbricht den in Art. 13a StromVV festgelegten Grundsatz wonach die Kosten für die Messgeräte künftig über die Netznutzung abgegolten werden.</p>
<p>Art. 19 Verhältnis zum Netzbetreiber, Abs. 1</p>	<p>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>Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben dem Netzbetreiber je drei einen Monate im Voraus mitzuteilen, wenn sie die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nehmen oder wieder darauf verzichten wollen.</p>	<p>Diese Zeit scheint uns sehr lange zumal es keinen grossen Aufwand für die Netzbetreiber nach sich zieht.</p>
<p>Abs. 2</p>	<p>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>Ebenfalls je drei einen 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>Siehe Begründung Abs. 1</p>
<p>Abs. 3</p>	<p>Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer</p>	<p>Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben einen</p>	<p>Siehe Begründung Abs. 1</p>

	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 20079 (StromVG) aufzunehmen.	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 einem Monaten in die Grundversorgung nach Artikel 6 oder 7 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 20079 (StromVG) aufzunehmen.	
Art. 20 Ausschreibungen, Abs. 2	Das BFE schreibt jährlich befristete Effizienzmassnahmen im Strombereich (Stromeffizienzmassnahmen) wettbewerblich aus.	Die Änderung wird begrüsst.	Es macht durchaus Sinn, dass neu auch Effizienzmassnahmen in der bisher ausgeschlossenen Elektrizitätsproduktion und -verteilung (inkl. Förderung von Produktion von Strom aus nicht anders verwertbarer Abwärme) unterstützt werden. Unsere Genossenschaft engagiert sich in diesem Bereich bereits sehr stark und begrüsst diese Änderung.



<p>Art. 38 Verwendung, Abs. 1</p>	<p>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>Neuer Abs. 1bis: Bei der Definition des Verteilschlüssels werden Anlagen speziell begünstigt, die mit positiven Nebeneffekten (Klimaschutz, Flexibilität in der Stromproduktion) für die Allgemeinheit beitragen.</p>	<p>Auf Gesetzesstufe würde diese Regelung durchaus Sinn machen, für die Verordnungsstufe ist sie unseres Erachtens aber viel zu wenig konkret. Für den Fall, dass die sehr allgemein gehaltene Regelung so belassen werden soll, schlagen wir eine wichtige Ergänzung bzw. Konkretisierung vor. Es geht mit diesem Ergänzungsvorschlag darum, dass bei der Mittelverteilung auch die positiven Nebeneffekte der einzelnen Technologien berücksichtigt werden.</p>
<p>Art. 54 Information und Beratung, Abs. 1</p>	<p>Der Bund kann die Kantone, Gemeinden und privaten Organisationen namentlich unterstützen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. bei der Veröffentlichung von Dokumentationen, b. bei Medienbeiträgen; c. bei der Durchführung von Ausstellungen, Veranstaltungen und Wettbewerben; d. beim Einsatz von digitalen Medien für die Information und Beratung; e. beim Aufbau von Beratungsangeboten; f. bei der Durchführung von Beratungen. 	<p>Wir begrüssen diese Regelung.</p>	<p>Unsere Genossenschaft engagiert sich in verschiedenen dieser Themen bereits sehr stark und begrüsst diese Norm.</p>

3. Stellungnahme zu den geplanten Änderungen der StromVV

Die meisten der vorgeschlagenen Änderungen werden von unserer Organisation begrüsst. Nachfolgend die wichtigsten Bestimmungen, die uns grosses Unbehagen bereiten und unbedingt einer Änderung bedürfen:

- Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch, Abs. 1: Es ist nicht erkennbar, weshalb der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch zu Problemen führen kann. Deshalb beantragen wir die Streichung dieser Norm. Eventualiter sei näher auszuführen, wann der sichere Netzbetrieb gefährdet ist und weshalb namentlich die Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch diesen sicheren Netzbetrieb gefährden können.
- Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch, Abs. 2: Wird diese Regelung so beibehalten bedeutet diese Abgeltungspflicht der Todesstoss für die Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch. Das kann vom Gesetzgeber keinesfalls gewollt sein. Abs. 2 ist daher unbedingt zu streichen.
- Art. 8 Abs. 3: Die Bezeichnung „Beteiligte“ wird nicht näher ausgeführt. Die Vermarkter als wichtige Akteure im neuen Strommarktdesign fehlen. Als Beteiligte sind auch die Vermarkter oder Dritte zu nennen.
- Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme, Abs. 1: Es fehlen die Vermarkter als wichtige Akteure im neuen Strommarktdesign.
- Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme, Abs. 2: Es wird hier die gesetzliche Grundlage dafür geschaffen, dass die Netzbetreiber vorrangig auf Endverbraucher zugreifen dürfen. Es ist dafür zu sorgen, dass die Eingriffsmöglichkeit nicht auf Produzenten ausgedehnt wird. Gleichzeitig ist zu verhindern, dass Netzbetreiber die ihnen mit diesem Absatz eingeräumte Möglichkeit zur Einwirkung auf Endverbraucher nicht zur Erbringung von Systemdienstleistungen missbraucht.
- Art. 8d Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen: Im Umgang mit den Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen sind auch die Dritten in die Pflicht zu nehmen.
- Art. 13a Anrechenbare Kosten von Mess-, Steuer- und Regelsystemen: Insbesondere lit. d führt zu einer stossenden Ungleichbehandlung der übrigen Akteure, die möglicherweise ebenfalls einen effizienten Betrieb gewährleisten, die entsprechende Vergütung aber anderweitig erwirtschaften müssen.
- Art. 26 Abs. 3: Es ist stossend, dass neben der physischen Lieferung von Elektrizität die Erbringung von Systemdienstleistungen nicht zusätzlich vergütet werden darf, schliesslich ist es eine zusätzliche Dienstleistung welche erbracht wird.

Nachfolgend die tabellarische Zusammenstellung und alle Änderungsanträge im Detail:

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag	Begründungen
Art. 3a Netzan-schluss bei Zu-sammenschlüssen zum Eigenver-brauch, Abs. 1	Ein Netzbetreiber kann einem Zusammen-schluss zum Eigenverbrauch nach Artikel 17 oder 18 des Energiegesetzes vom 30. Sep-tember 20162 (EnG) den Anschluss ans Netz verweigern, wenn aufgrund des Anschlusses unverhältnismässige Massnahmen für den si-cheren Netzbetrieb ergriffen werden müssten oder wenn der Endverbraucher keine Gewähr für einen funktionierenden internen Betrieb geben kann.	<i>Streichen oder konkretisieren</i>	Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch werden als potenzielle Gefahr für den sicheren Netzbetrieb be-trachtet. Dem Netzbetreiber wird diesbezüglich im Sinne einer Generalklausel eine Möglichkeit zur Ver-weigerung des Zusammenschlusses eingeräumt. Wenn Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch für den sicheren Netzbetrieb ein Problem darstellen kön-nen, dann müsste das auch für die einfachen Eigen-verbrauchslösungen i.S.v. Art. 16 E EnG gelten. Diesbezüglich gibt es aber keine analoge Regelung, offenbar weil es kein Problem darstellt. Es ist daher nicht einzusehen ist, weshalb der Zusammenschluss zu Problemen führen kann. Deshalb beantragen wir die Streichung dieser Norm. Eventualiter sei näher auszuführen, wann der sichere Netzbetrieb gefährdet ist und weshalb namentlich die Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch diesen si-cheren Netzbetrieb gefährden können.
Art. 3a Netzan-schluss bei Zu-sammenschlüssen zum Eigenver-brauch, Abs. 2	Werden im Zusammenhang mit dem Zusam-menschluss zum Eigenverbrauch bestehende Anschlussanlagen nicht mehr genutzt, so werden deren verbleibende Kapitalkosten vom Zusammenschluss abgegolten. Werden beste-hende Anschlussanlagen nur noch teilweise genutzt, so gilt eine anteilmässige Abgel-tungspflicht.	<i>Streichen</i>	Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch muss dem Netzbetreiber verbleibende Kapitalkosten von nicht mehr oder nur noch teilweise genutzter An-schlussanlagen abgelten. Die Abgeltungspflicht er-öffnet dem Netzbetreiber nahezu uneingeschränkte Möglichkeiten, nicht amortisierte (oder wieder auf-gewertete) Netzteile durch den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch abgelten zu lassen. Wird diese Regelung so beibehalten bedeutet das der Todes-stoss für die Zusammenschlüsse zum Eigenver-brauch. Das kann vom Gesetzgeber keinesfalls ge-wollt sein. Abs. 2 ist daher unbedingt zu streichen. Stattdessen sollen die Netzbetreiber die Netze durch die vermehrte Berücksichtigung von Leistungskom-ponenten im Netznutzungspreis amortisieren. Wir empfehlen daher eine entsprechende Änderung von Art. 18 Abs. 1bis.
Art. 8 Abs. 3	Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten frist-gerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei die Messdaten und Informationen zur Ver-fügung, die notwendig sind für: a. den Netzbetrieb; b. das Bilanzmanagement; c. die Energielieferung; d. die Anlastung der Kosten; e. die Berechnung der Netznutzungsentgel-	<i>Neu lit. g.: die Vermarkter.</i>	Die Bezeichnung „Beteiligte“ wird nicht näher ausge-führt. Die Vermarkter als wichtige Akteure im neuen Strommarktdesign fehlen. Als Beteiligte sind auch die Vermarkter zu nennen. Allenfalls lässt sich der Absatz mit einer lit. g. die Vermarkter ergänzen.

	te; und f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem Energiegesetz vom 30. September 20164 (EnG) und der Energieverordnung vom 1. Januar 20185 (EnV).		
Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme, Abs. 1	Der 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.	Der Netzbetreiber und Vermarkter darf dürfen 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.	Die Regelung führt zu gleich langen Spiessen der Beteiligten und ist im Grundsatz zu begrüßen. Allerdings fehlen die Vermarkter als wichtige Akteure im neuen Strommarktdesign.
Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme, Abs. 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.	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. Die Endverbraucher und Erzeuger vereinbaren dazu mit dem Netzbetreiber den Umfang des Zugriffs und eine angemessene, sachgerechte Vergütung.	Es wird hier die gesetzliche Grundlage dafür geschaffen, dass die Netzbetreiber vorrangig auf Endverbraucher und Erzeuger zugreifen dürfen. Es ist zu verhindern, dass Netzbetreiber die ihnen mit diesem Absatz eingeräumte Möglichkeit zur Einwirkung auf Endverbraucher und Erzeuger nicht zur Erbringung von Systemdienstleistungen missbraucht. Zusätzlich zur nachträglichen Information ist auch ein Nachweis der Notwendigkeit beizubringen. Ebenso ist für den Zugriff analog Abs. 1 eine angemessene, sachgerechte Vergütung vorzusehen, denn der Netzbetreiber profitiert von dieser Eingriffsmöglichkeit indem er zum Beispiel Investitionen nicht zu tätigen braucht. Mit einer Vereinbarung soll klare Verhältnisse geschaffen werden.
Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme, Abs. 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.	Wir begrüßen diese Regelung explizit.	Die Regelung führt zu gleich langen Spiessen der Beteiligten und ist zu begrüßen.

<p>Art. 8d Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen</p>	<p><i>Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen</i></p>	<p>Diese Regelungen sind auf „Dritte“ auszudehnen.</p>	<p>Gemäss Art. 8c Abs. 4 ermöglicht der Netzbetreiber Dritten den diskriminierungsfreien Zugang zu intelligenten Steuer- und Regelsystemen. Im Umgang mit diesen Daten sind daher auch die Dritten in die Pflicht zu nehmen.</p>
<p>Art. 13a Anrechenbare Kosten von Mess-, Steuer- und Regelsystemen</p>	<p>Als anrechenbare Kosten gelten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Kapital- und Betriebskosten von Messsystemen nach dieser Verordnung; b. die Kapital- und Betriebskosten von Steuer- und Regelsystemen, die zur Sicherstellung des stabilen Netzbetriebs notwendig sind; c. die Kapital- und Betriebskosten von Steuer- und Regelsystemen, die aufgrund der Zustimmung des Endverbrauchers oder Erzeugers für den effizienten Betrieb eingesetzt werden; und d. die Vergütung für Steuerung und Regelung, die aufgrund einer Vereinbarung zwecks eines effizienten Betriebs an einen Endverbraucher oder Erzeuger ausgerichtet wird. 	<p>Neuer Absatz: Allfällige Erträge aus Dienstleistungen, die in direktem Zusammenhang mit lit. a. bis d, stehen, müssen von den anrechenbaren Kosten in Abzug gebracht werden.</p>	<p>Gestützt auf diese Generalklausel ähnliche Regelung dürfen sich die Netzbetreiber im Zusammenhang mit Messsystemen künftig alles anrechnen und sich über das Netznutzungsentgelt bezahlen lassen. Dies führt zu einer fragwürdigen Solidarisierung der Messkosten. Andererseits führt insbesondere lit. d zu einer stossenden Ungleichbehandlung der übrigen Akteure, die möglicherweise ebenfalls einen effizienten Betrieb gewährleisten, die entsprechende Vergütung aber anderweitig erwirtschaften müssen. Zur Veranschaulichung: bindet der Netzbetreiber die Steuer- und Regeleinrichtung an sein Leitsystem an, kann er sich diese Kosten anrechnen lassen und gleichzeitig Erträge erwirtschaften. Macht dies ein unabhängiger Vermarkter, muss er die zur Deckung dieser Kosten erforderlichen Erträge aus der Dienstleistung erwirtschaften. Mit der Einfügung des von uns beantragten neuen Absatzes werden Netzbetreiber und unabhängige Vermarkter diesbezüglich gleichgestellt.</p>
<p>Art. 26 Abs. 3</p>	<p>Erzeuger, deren Anlagen Elektrizität gestützt auf die Artikel 15 und 19 EnG10 einspeisen, und die die physisch gelieferte Elektrizität oder einen Teil davon der nationalen Netzgesellschaft als Regelenergie verkaufen, erhalten für diese Elektrizität keine zusätzliche Vergütung nach den Artikeln 15 und 19 EnG.</p>	<p>Erzeuger, deren Anlagen Elektrizität gestützt auf die Artikel 15 und 19 EnG10 einspeisen, und die die physisch gelieferte Elektrizität oder einen Teil davon der nationalen Netzgesellschaft als Regelenergie verkaufen, erhalten für diese Elektrizität keine eine zusätzliche Vergütung nach den Artikeln 15 und 19 EnG.</p>	<p>Es ist stossend, dass neben der Erbringung von Systemdienstleistungen die physische Energie nicht zusätzlich vergütet werden darf, schliesslich ist es eine zusätzliche Dienstleistung welche erbracht wird. Wird beispielsweise positive Regelenergie erbracht fällt dabei einerseits eine physische Stromlieferung an, gleichzeitig dient die Leistung andererseits dem sicheren Betrieb des Netzes. Diese physische Lieferung von Elektrizität soll deshalb zusätzlich vergütet werden dürfen. Es würde ein gewichtiger Anreiz zur Verfügungsstellung von Flexibilität geschaffen, parallel dazu würde die Lieferung der Regelenergie der nEE vergünstigt respektive die KEV-Produzenten könnten günstige Regelenergie anbieten. Mit dieser Lösung würde der KEV-Förderfonds finanziell nicht entlastet, aber im Vergleich zu heute auch nicht zusätzlich be-</p>



			lastet. Es darf davon ausgegangen werden, dass die Einsparung durch Regelenergielieferungen an Swissgrid im Vergleich zu den gesamten KEV-Auszahlungen marginal bleiben wird.
Art. 27 Abs. 4	Die Netzbetreiber konsultieren vor dem Erlass von Richtlinien nach Artikel 3 Absätze 1 und 2, 7 Absatz 2, 8 Absatz 2, 8b, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, 17 und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. (..)	<i>Es sei darauf hinzuweisen, dass auch die unabhängigen Produzenten zu konsultieren sind.</i>	Es ist unklar wer die Vertretung der Erzeuger ist und es besteht die Gefahr, dass bei dieser Konsultation die unabhängigen Produzenten wie die Biogasanlagen nicht berücksichtigt werden. Wir beantragen daher eine entsprechende Konkretisierung.

4. Stellungnahme über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKS SV)

Die meisten der vorgeschlagenen Änderungen werden von unserer Organisation begrüsst. Nachfolgend die wichtigsten Bestimmungen, die uns grosses Unbehagen bereiten und unbedingt einer Änderung bedürfen:

- Neuer Artikel: Netzbetreiber sollen ihren Kunden die Möglichkeit bieten müssen, dass sie in Bezug auf die Herkunft der Elektrizität auch andere Anbietern von erneuerbaren Energien berücksichtigen können ohne dass die Herkunft der Elektrizität doppelt bezahlt wird. Er soll dazu verpflichtet werden, ein entsprechendes Stromprodukt zu führen.
- Anhang 1 Anforderungen an die Stromkennzeichnung, Figur 1, Position geförderter Strom 1: Es ist nicht definiert ob die pauschalen oder die bilanzgruppenspezifischen Werte verwendet werden müssen. Unser Verband beantragt, dass die Bilanzgruppen ihre spezifischen Werte verwenden müssen zumal die entsprechenden Zahlen vorhanden sind und dadurch zusätzliche Anreize für mehr geförderte Anlagen geschaffen werden.
- Im Verordnungsentwurf wird an keiner Stelle explizit erwähnt, dass für die Stromkennzeichnung nur HKN von der Swissgrid Datenbank oder Swissgrid bestätigt angerechnet werden können. Unsere Organisation beantragt, dass diese oder eine ähnliche Formulierung explizit in der Verordnung aufgenommen wird.

Nachfolgend die tabellarische Zusammenstellung und die Änderungsanträge im Detail:

Artikel	Verordnungstext	Änderungsvorschlag	Begründungen
Art. 2 Registrierung der Produktionsanlage, Abs. 4	Der Produzent muss der Vollzugsstelle jede Änderung der Anlagedaten der betreffenden Produktionsanlage unverzüglich melden.	Der Produzent muss der Vollzugsstelle jede Änderung der Anlagedaten der betreffenden Produktionsanlage unverzüglich melden. <i>Davon ausgenommen sind geförderte Anlagen, die aus dem Netzzuschlag nach Art. 35 EnG finanziert werden.</i>	Bei geförderten Anlagen würde durch die vorgeschlagene Formulierung eine Doppelmeldepflicht generiert. Einerseits müssen die Produzenten die Inbetriebnahme und jegliche Änderung nach Inbetriebnahme der Vollzugsstelle (Swissgrid) melden. Es ist unsinnig, wenn ein Produzent einer anderen Stelle bei Swissgrid ebenfalls jegliche Änderungen der Anlagedaten melden muss.
Art. 8	<p>¹ Die Stromkennzeichnung nach Artikel 9 Absatz 3 des Energiegesetzes muss mindestens einmal pro Kalenderjahr auf der Elektrizitätsrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen und folgende Angaben enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die prozentualen Anteile der eingesetzten Energieträger an der gelieferten Elektrizität; b. die in- oder ausländische Herkunft der Elektrizität (Produktion im In- oder Ausland); c. das Bezugsjahr; d. den Namen und die Kontaktstelle des kennzeichnungspflichtigen Unternehmens. <p>² Das kennzeichnungspflichtige Unternehmen ist auch dann für die Information der Endverbraucherinnen und Endverbraucher verantwortlich, wenn die Elektrizitätsrechnung von einem anderen Unternehmen zugestellt wird.</p> <p>³ Im Übrigen ist die Stromkennzeichnung gemäss Anhang 1 vorzunehmen.</p>	Unsere Organisation begrüsst, die Aufnahme der bisherigen Stromkennzeichnungsvorschriften	Es ist darauf zu achten, dass im Rahmen der Stellungnahme dieser Artikel nicht verwässert wird.
Neuer Artikel		<i>Netzbetreiber sollen ihren Kunden die Möglichkeit bieten müssen, dass sie in Bezug auf die Herkunft der Elektrizität auch andere Anbietern von erneuerbaren Energien berücksichtigen können ohne dass die Herkunft doppelt bezahlt wird. Er soll dazu verpflichtet werden, ein entsprechendes Stromprodukt zu führen. Hat ein Netzbetreiber 100% erneuerbaren Strom in ihrem Portfolio darf der Netzbetreiber nur den Preis für Bezugspreise gemäss swissix für nicht erneuerbare</i>	Durch den Zubau von Erzeugungsanlagen produzieren immer mehr Anlagen erneuerbare Elektrizität. Solange die Elektrizität nicht im Einspeisevergütungssystem integriert ist, kann der Erzeuger über die Herkunftsnachweis frei verfügen. Möchte er diese einem Endverbraucher zur Ökologisierung/Veredelung seines Verbrauchs zur Verfügung stellen, muss der Endverbraucher die Qualität seiner physisch bezogenen Elektrizität auf Graustrom bzw. auf nicht erneuerbare Qualität zurücksetzen lassen können. Ist dies nicht möglich, wird die Qualität der erneuerbaren Energie doppelt verkauft. Es käme zu Mehrbelastungen für den End-



		<p>Elektrizität verlangen.</p>	<p>verbraucher, was ihn davon abhalten dürfte, HKN von unabhängigen Produzenten zu erwerben. Falls er es dennoch macht, käme es zu einer unnötigen Verteuerung des gesamten Systems, was vom Gesetzgeber in keiner Weise gewollt sein kann.</p>																																																
<p>Anhang 1 Anforderungen an die Stromkennzeichnung, Figur 1, Position geförderter Strom ¹</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Stromkennzeichnung</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ihr Stromlieferant:</td> <td colspan="2">EVU ABC (Bsp.)</td> </tr> <tr> <td>Kontakt:</td> <td colspan="2">www.evu-abc.ch. (Bsp.), Tel. 099 999 99 99</td> </tr> <tr> <td>Bezugsjahr:</td> <td colspan="2">2018</td> </tr> <tr> <td colspan="3">Der gesamthaft an unsere Kundinnen und Kunden gelieferte Strom wurde produziert aus:</td> </tr> <tr> <td>in %</td> <td>Total</td> <td>aus der Schweiz</td> </tr> <tr> <td>erneuerbaren Energien</td> <td>54,0 %</td> <td>44,0 %</td> </tr> <tr> <td>Wasserkraft</td> <td>50,0 %</td> <td>40,0 %</td> </tr> <tr> <td>übrige erneuerbare Energien</td> <td>0,0 %</td> <td>0,0 %</td> </tr> <tr> <td>geförderter Strom¹</td> <td>4,0 %</td> <td>4,0 %</td> </tr> <tr> <td>nicht erneuerbaren Energien</td> <td>44,0 %</td> <td>29,0 %</td> </tr> <tr> <td>Kernenergie</td> <td>44,0 %</td> <td>29,0 %</td> </tr> <tr> <td>fossile Energieträger</td> <td>0,0 %</td> <td>0,0 %</td> </tr> <tr> <td>Abfällen</td> <td>2,0 %</td> <td>2,0 %</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>100,0 %</td> <td>75,0 %</td> </tr> <tr> <td colspan="3">¹ Geförderter Strom: 40 % Wasserkraft, 20 % Sonnenenergie, 7 % Windenergie, 30 % Biomasse und Abfälle aus Biomasse, 3 % Geothermie</td> </tr> </tbody> </table>	Stromkennzeichnung			Ihr Stromlieferant:	EVU ABC (Bsp.)		Kontakt:	www.evu-abc.ch. (Bsp.), Tel. 099 999 99 99		Bezugsjahr:	2018		Der gesamthaft an unsere Kundinnen und Kunden gelieferte Strom wurde produziert aus:			in %	Total	aus der Schweiz	erneuerbaren Energien	54,0 %	44,0 %	Wasserkraft	50,0 %	40,0 %	übrige erneuerbare Energien	0,0 %	0,0 %	geförderter Strom ¹	4,0 %	4,0 %	nicht erneuerbaren Energien	44,0 %	29,0 %	Kernenergie	44,0 %	29,0 %	fossile Energieträger	0,0 %	0,0 %	Abfällen	2,0 %	2,0 %	Total	100,0 %	75,0 %	¹ Geförderter Strom: 40 % Wasserkraft, 20 % Sonnenenergie, 7 % Windenergie, 30 % Biomasse und Abfälle aus Biomasse, 3 % Geothermie			<p>Im Verordnungsentwurf ist nirgends geregelt, wie der %-Anteil des geförderten Stromes zustande kommt. Gemäss unserer Interpretation und Abklärungen ist vorgesehen, dass der %-Anteil von der Vollzugsstelle/BFE pauschal auf alle Bilanzgruppe verteilt wird und zwar basierend auf dem gesamtschweizerisch geförderten Stromes gemäss EnFV.</p> <p>Unser Verband beantragt, dass dies geändert wird und die Bilanzgruppen ihre spezifischen Werte verwenden müssen, zumal die entsprechenden Zahlen vorhanden sind.</p>	<p>Unser Antrag schafft mehr Transparenz und Vergleichbarkeit unter den verschiedenen Netzbetreibern und es entsteht ein gesunde Motivierung via Kanton oder vom EVU direkte Massnahmen zu ergreifen, dass der Anteil von gefördertem Strom gesteigert wird.</p>
Stromkennzeichnung																																																			
Ihr Stromlieferant:	EVU ABC (Bsp.)																																																		
Kontakt:	www.evu-abc.ch. (Bsp.), Tel. 099 999 99 99																																																		
Bezugsjahr:	2018																																																		
Der gesamthaft an unsere Kundinnen und Kunden gelieferte Strom wurde produziert aus:																																																			
in %	Total	aus der Schweiz																																																	
erneuerbaren Energien	54,0 %	44,0 %																																																	
Wasserkraft	50,0 %	40,0 %																																																	
übrige erneuerbare Energien	0,0 %	0,0 %																																																	
geförderter Strom ¹	4,0 %	4,0 %																																																	
nicht erneuerbaren Energien	44,0 %	29,0 %																																																	
Kernenergie	44,0 %	29,0 %																																																	
fossile Energieträger	0,0 %	0,0 %																																																	
Abfällen	2,0 %	2,0 %																																																	
Total	100,0 %	75,0 %																																																	
¹ Geförderter Strom: 40 % Wasserkraft, 20 % Sonnenenergie, 7 % Windenergie, 30 % Biomasse und Abfälle aus Biomasse, 3 % Geothermie																																																			

5. Verordnung über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Verordnung)

Die meisten der vorgeschlagenen Änderungen werden von unserer Organisation begrüsst, insbesondere die Emissionsziele für Personenwagen, Lieferwagen und leichte Sattelschlepper und die damit verbundenen Anpassungen an die Regelungen der EU. Wir gehen davon aus, dass von dieser Änderung v.a. Hersteller der entsprechenden Fahrzeuge betroffen sind und diese die Ziele durch technische Innovation erreicht werden. Die Preise für die Konsumenten sollten in diesem Zusammenhang für den Endkunden nicht ansteigen.

Nachfolgend zwei Bestimmungen, die uns grosses Unbehagen bereiten und einer unbedingten Änderung bedürfen:

- Artikel 5, 12 und 12 a „Bescheinigungen für Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung und für Unternehmen mit Zielvereinbarung über die Entwicklung des Energieverbrauchs“: Im Sinne einer Gleichbehandlung setzen wir uns dafür ein, dass allfällige Bescheinigungen für Emissionsverminderungen im Inland bei Übererfüllungen zwar weiterhin bescheinigt werden können, aber nur wenn sie auch als Kompensationsprojekte (gemäss Anforderungen an Emissionsverminderungen im Inland nach Artikel 5 CO₂-Gesetz) eingereicht, bewilligt und umgesetzt werden.
- Artikel 104, Globalbeitragsberechtigung: Erweiterung der Fördergelder aus dem Gebäudeprogramm für landwirtschaftliche Ökonomiegebäude ist notwendig.

Nachfolgend die tabellarische Zusammenstellung und die Änderungsanträge im Detail:

Artikel	Verordnungstext	Änderungsvorschlag	Begründungen
Artikeln 5, 12 und 12 a „Bescheinigungen für Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung und für Unternehmen mit Zielvereinbarung über die Entwicklung des Energieverbrauchs“	Allgemeine Bemerkung	<p>Allfällige Bescheinigungen für Emissionsverminderungen im Inland bei Übererfüllungen sollen zwar weiterhin bescheinigt werden können, aber nur wenn sie auch als Kompensationsprojekte (gemäss Anforderungen an Emissionsverminderungen im Inland nach Artikel 5 CO₂-Gesetz) eingereicht, bewilligt und umgesetzt werden.</p>	<p>Im Sinne einer Gleichbehandlung von Projekten, die via BAFU Vollzugsweisung respektive via Überfüllungen gemäss EnAW wünschen wir, dass unsere Anregungen entsprechend aufgenommen werden.</p>
Art. 104 Globalbeitragsberechtigung	<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ol style="list-style-type: none"> die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; und die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden. 	<p>Der Bund gewährt den Kantonen Globalbeiträge nach Artikel 34 des CO₂-Gesetzes für die Förderung von Massnahmen zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden, wenn:</p> <ol style="list-style-type: none"> die Anforderungen nach den Artikeln 57-62 der Energieverordnung vom ...24 (EnV) eingehalten sind. mit den Massnahmen wirksam CO₂-Emissionen vermindert werden; die Massnahmen kantonsübergreifend harmonisiert umgesetzt werden; und die Kantone im Rahmen der Vergabe von Fördergeldern auch die Sanierung von landwirtschaftlichen Ökonomiegebäuden angemessen berücksichtigen. 	<p>Im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 ist vorgesehen, dass das Gebäudedeckungsprogramm ausgebaut wird, respektive dass dafür mehr Mittel zur Verfügung stehen. Wir begrüssen die zusätzlichen Möglichkeiten für Sanierungen und auch die damit einhergehenden Steuererleichterungen, die neu auch einen Anreiz schaffen für Gesamtsanierungen. Aus der Potenzialstudie „Ressourcen – und Klimaeffizienz in der Landwirtschaft“ von AgroCleanTech geht hervor, dass eine der wirksamsten Massnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen in der Gebäudesanierung zu finden ist. Ein Teil dieser Gebäude sind die Ökonomiegebäude auf den Betrieben (z.B. Schweineställe und Geflügelhallen), über deren Sanierung ein beachtliches Potenzial von Emissionseinsparungen genutzt werden könnte. Es ist deshalb für uns unerklärbar, weshalb landwirtschaftliche Ökonomiegebäude bis anhin für die Förderung der Sanierung im Rahmen des Förderprogramms nicht vorgesehen sind. Wir fordern dringend, dass im Rahmen der Energie – und Klimapolitik rasch eine Lösung gefunden wird, um diese Lücke zu schliessen. Die Anpassung der Energie- und sowie der CO₂-Verordnung im Zuge der Umsetzung der Energiestrategie 2050 bietet dazu eine Gelegenheit. Um die Kantone dazu zu bewegen, zukünftig auch landwirtschaftliche Ökonomiegebäude ins den Förderbereich aufgenommen werden, ist unsere vorgeschlagene Ergänzung angezeigt.</p>

6. Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (GebV-En)

Bezüglich dem Entwurf haben wir keine Änderungsvorschläge.

7. Verordnung über die Anforderungen an die Energieeffizienz serienmässig hergestellter Anlagen, Fahrzeuge und Geräte (Energieeffizienzverordnung, EnEV)

Es sind von der Verordnung keine Geräte betroffen, die im Wertschöpfungsprozess unserer Anlagenbetreiber eine entscheidende Rolle spielen. Wir verzichten daher auf eine Stellungnahme zum Verordnungsentwurf.

8. Kernenergieverordnung (KEV)

Mangels Betroffenheit verzichten wir betreffend dieses Verordnungsentwurfs auf eine Stellungnahme.

9. Verordnung über die Landesgeologie (Landesgeologieverordnung, LGeolV)

In dieser Verordnungsrevision geht es in Zusammenhang mit geologischen Daten um Begriffserklärungen. Materiell ändert nichts. Daher verzichten wir auf eine Stellungnahme.

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme sowie die wohlwollende Prüfung und die Berücksichtigung unserer Anträge. Für zusätzliche Informationen oder allgemeine Fragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

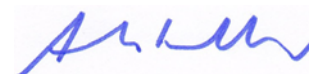
Genossenschaft Ökostrom Schweiz



Michael Müller
Präsident



Stefan Mutzner
Geschäftsführer



Andy Kollegger
Stellv. Geschäftsführer

per E-Mail an:
energiestrategie@bfe.admin.ch

Datum 8. Mai 2017
Ansprechperson Marianne Gehring
Direktwahl 044 250 88 12
E-Mail gehring@propellets.ch

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

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Gelegenheit, zu den Änderungen der folgenden Verordnungen Stellung nehmen zu können:

- **Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71)**
- **CO₂-Verordnung (CO₂-Verordnung; SR 641.711)**
- **Energieverordnung (EnV; SR 730.01)**

Ebenso bedanken wir uns für die Gelegenheit, zur neuen Verordnung Stellung zu nehmen:

- **Energieförderungsverordnung EnFV**

Änderungen der StromVV

Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch

Dieser Formulierung fehlt die gesetzliche Grundlage. Art. 17 Abs. 2 spezifiziert die Anforderungen gemäss Strom VG (Art.6 und 7). Netzbetreiber müssen entstehende Kosten allfälliger Netzverstärkungen (Mikrogrids) auf Eigenverbrauchsgemeinschaften übertragen können.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Ein Netzbetreiber kann einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Artikel 17 oder 18 des Energiegesetzes vom 30. September 2016² (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.</p> <p>² Werden im Zusammenhang mit dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bestehende Anschlussanlagen nicht mehr genutzt, so werden deren verbleibende Kapitalkosten vom Zusammenschluss abgegolten. Werden bestehende Anschlussanlagen nur noch teilweise genutzt, so gilt eine anteilmässige Abgeltungspflicht.</p>	<p><i>ersatzlos streichen</i></p>

Art. 7 Abs. 3 Bst. f^{bis}, h und m

Die Akzeptanz neuer Infrastrukturen und Technologien, die mitunter auch neues Wissen und Verhaltensänderungen auf Seiten der Anwender erfordern, muss mit entsprechenden Sensibilisierungsmassnahmen unterstützt werden. Diese sind als relevanter Faktor in der Kostenrechnung des Netzbetreibers zu berücksichtigen.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>³ In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere:</p> <p>f^{bis}. Kosten für intelligente Messsysteme nach Artikel 8a;</p>	<p><i>Buchstabe n. ergänzen:</i></p> <p>n. Kosten für gewisse innovative Massnahmen wie z. B. Sensibilisierungsaktivitäten, die für die Netzentwicklung und Netzstabilität wichtig sind.</p>

- h. Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung von Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 EnG³;
- m. Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme einschliesslich der Vergütungen

Art. 8 Abs. 3, 3^{bis} und 5

Es ist eine Präzisierung erforderlich, dass die Messdaten und Informationen innert Sekunden über eine gängige Schnittstelle an den Endverbraucher übermittelt werden müssen. Damit soll dieser die Möglichkeit erhalten, seine Verbraucher wie Boiler, Wärmepumpen, Waschmaschinen etc. abhängig vom Netztarif und der Eigenproduktion zu steuern, ohne dafür einen zusätzlichen Privatähler installieren zu müssen.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>³ Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei sämtliche Messdaten und Informationen zur Verfügung, die notwendig sind für:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Netzbetrieb; b. das Bilanzmanagement; c. die Energielieferung; d. die Anlastung der Kosten; e. die Berechnung der Netznutzungsentgelte und f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem Energiegesetz vom 30. September 2016⁴ (EnG) und der Energieverordnung vom 1. Januar 2018⁵ (EnV). 	<p><i>Buchstabe b. ändern:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> b. das Bilanzmanagement <u>(als Basis für zeitechte Verbrauchersteuerung durch Endverbraucher und/oder Netzbetreiber)</u>; <p><i>Buchstabe g. ergänzen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>g. die zeitechte Verbrauchersteuerung durch Endverbraucher</u>
<p>^{3bis} Sie dürfen die Leistungen nach Absatz 3 den Bezüglern nicht zusätzlich zum Netznutzungsentgelt in Rechnung stellen. Werden Leistungen nach Absatz 3 von Dritten erbracht, so müssen sie diese angemessen entschädigen.</p>	
<p>5 <i>Aufgehoben</i></p>	

Art. 8a Intelligente Messsysteme

Verordnungstext	Vorschlag
<p>²Ein intelligentes Messsystem ist eine Messeinrichtung, die folgende Elemente aufweist:</p> <ul style="list-style-type: none">a. einen elektronischen Elektrizitätszähler beim Endverbraucher oder Erzeuger, der:<ul style="list-style-type: none">1. Wirkenergie und Blindenergie erfasst,2. Lastgänge mit einer Periode von fünfzehn Minuten ermittelt und mindestens dreissig Tage speichert,3. über Schnittstellen verfügt, wovon eine zur bidirektionalen Kommunikation mit dem Datenverarbeitungssystem reserviert ist und eine andere durch den Endverbraucher oder Erzeuger benutzt werden kann, und4. Unterbrüche der Stromversorgung erfasst und protokolliert;b. ein digitales Kommunikationssystem, das die automatisierte Datenübermittlung zwischen dem Elektrizitätszähler und dem Datenverarbeitungssystem des Netzbetreibers gewährleistet; undc. ein Datenverarbeitungssystem beim Netzbetreiber, das:<ul style="list-style-type: none">1. sämtliche Elektrizitätszähler des Netzbetreibers nach Buchstabe a verwaltet,2. die Daten bearbeitet, namentlich abrufen, plausibilisiert und Ersatzwerte bildet,3. über ein internetbasiertes Kundenportal Endverbrauchern und Erzeugern ermöglicht, ihre Lastgangwerte und weiteren Messdaten abzurufen.	<p><i>Abs. 2, Ziffer c 3 ersatzlos streichen</i></p>

Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme

Wir sind der Meinung, dass der Endverbraucher aufgrund der hohen Datensensibilität in jedem Fall seine ausdrückliche Zustimmung für die Installation intelligenter Mess- und Regelsysteme geben muss. Insbesondere Abs. 4 wird im Interesse des Datenschutzes und zur Wahrung des Geschäftsgeheimnisses äusserst kritisch beurteilt und in dieser Form entsprechend abgelehnt.

Verordnungstext	Vorschlag
³ Der 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.	<i>Abs. 3 ersatzlos streichen oder mindestens als Option (Der Netzbetreiber <u>kann</u> ...) formulieren.</i>
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.	<i>Abs. 4 ersatzlos streichen</i>

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

Der Wechsel der Bezugsgrösse von der Anschlussleistung der Anlage zur Anschlussleistung des Endverbrauchers ist grundsätzlich richtig. Eine nicht gerechtfertigte Sonderbehandlung der Eigenverbraucher wird damit verhindert. Die Anschlussleistung von 15 kVA ist jedoch deutlich zu tief gewählt. Dies entspräche einer Sicherung von 21.7 A. Typische Haussicherungen bei bestehenden EFH haben 40 oder 63 Ampère, was einer Anschlussleistung von 27.7 resp. 43.6 kVA entspricht (A x 400V x

~~z.B. Wülfelder~~ eine Grenze von

Kundengruppe zulässig ist. Der Einsatz intelligenter Steuerungen ist per se kein ausreichender Grund für eine separate Kundengruppe.

Verordnungstext	Vorschlag
Artikel 18 Abs. 1 ^{bis} und 2 ^{1bis} Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. Bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.	<p><i>Wir empfehlen folgende Anpassungen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Wie bisher <u>70 % nicht-degressiver Arbeitstarif</u>, neu gilt der Grundsatz <u>auch für Endverbraucher, die eine Leistungsmessung haben</u>.

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.

- Für höhere Anschlussleistung oder Produktionsanlagen über 15 kVA (resp. einer höheren Grenze, s.o.): auch hier 70 % nicht-degressiver Arbeitstarif, sofern auf Spannungsebene <1 kV angeschlossen.
- Der Netzbetreiber kann allen Endverbrauchern auf Spannungsebene <1 kV als Alternative zur Basisoption (70 % Arbeitstarif neue Netzprodukte (z. B. einfache Leistungstarife) anbieten.

Art. 27 Abs. 4 und 5

Verordnungstext	Vorschlag
<p>⁴ Die Netzbetreiber konsultieren vor dem Erlass von Richtlinien nach Artikel 3 Absätze 1 und 2, 7 Absatz 2, 8 Absatz 2, 8b, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, 17 und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. Sie veröffentlichen die Richtlinien über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet. Können sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf diese Richtlinien einigen oder sind diese nicht sachgerecht, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen.</p>	<p><i>Abs. 4 zweiten Satz streichen</i></p>

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

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx. xxxx bereits installierte Messeinrichtungen, die den Anforderungen nach Artikel 8a nicht entsprechen, dürfen längstens während sieben Jahren nach dem Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx verwendet werden. Innerhalb dieser Übergangsfrist bestimmt der Netzbetreiber, wann er eine solche Messeinrichtung mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a ausstatten will. Unabhängig davon sind Endverbraucher mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a</p>	<p><i>Abs. 1 korrigieren:</i> Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx bereits installierten Messeinrichtungen, die den Anforderungen nach Artikel 8a nicht entsprechen, dürfen längstens während <u>zehn</u> Jahren nach dem Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx verwendet werden.</p>

auszustatten, wenn sie von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, und Erzeuger, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen.

Änderungen der CO₂-Verordnung

Art. 104 Globalbeitragsberechtigung

Entgegen seinem Titel stellt das harmonisierte Fördermodell der Kantone (HFM 2015) nur bedingt eine harmonisierte Förderung sicher. Für das Basisförderprogramm gibt es, wie im Bericht erwähnt, 3 Varianten (Gebäudesanierung mit Einzelmassnahmen, Gebäudesanierung in umfangreichen Etappen, umfassende Gebäudesanierung ohne Etappierung). Dadurch ist beispielsweise nicht sichergestellt, dass eine landesweite Förderung der Holzenergie stattfindet. Diese Technologie wird damit massgeblich gegenüber anderen Technologien, wie zum Beispiel der Photovoltaik benachteiligt. Wir erwarten vom BFE eine stärkere Einwirkung auf die Kantone, damit die Harmonisierung keine leere Worthülse bleibt. Gemäss Bundesverfassung Art. 89 sind die Kantone „vor allem“ für den Verbrauch von Energie in Gebäuden zuständig, also nicht ausschliesslich.

Mindestens muss explizit zugelassen werden, dass Kantone, die sich für die Varianten Gebäudesanierung in Etappen oder ohne Etappierung entscheiden, zusätzlich Einzelmassnahmen wie die Förderung von Holzenergieanlagen mit Mitteln aus der Teilzweckbindung fördern können. Es ist denkbar, dass die Kantone nicht alle verfügbaren Mittel aus den Globalbeiträgen ausschöpfen werden. Für diesen Fall regen wir den Aufbau eines aus den verbleibenden Mitteln finanzierten nationalen Förderprogramms für Holzenergieanlagen an.

Änderungen der EnV

Art. 7

Wir begrüssen sehr, den Guichet Unique beim BFE anzusiedeln (Abs. 1). Hier ist die notwendige Fachkompetenz für die teilweise sehr komplexen Sachverhalte vorhanden.

Gem. erläuterndem Bericht handelt es sich beim Guichet Unique nicht um eine Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes. Es gehöre somit nicht zur Aufgabe des BFE, eine konsolidierte Stellungnahme des Bundes bzw. einen konzentrierten Entscheid zu fällen. Genau dies wäre aber notwendig, um die Bewilligungsverfahren zu beschleunigen, was der eigentliche Sinn von Art. 14 ist. Entsprechend ist im Energiegesetz vorgesehen, dass „der Bundesrat eine Verwaltungseinheit bezeichnet, die für die Koordination dieser Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren sorgt“ (Art. 14 Abs. 4) und dass „der Bund zur Unterstützung der Kantone methodische Grundlagen erarbeitet und die Gesamtsicht, Einheitlichkeit und Koordination sicher stellt“ (Art. 11 Abs. 1).

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Art. 7 Absatz 1 ist wie folgt zu ergänzen:</i></p> <p>Für die Koordination der Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren nach Artikel 14 Absatz 4 EnG ist bei Windkraftanlagen das Bundesamt für Energie (BFE) zuständig. <u>Das BFE fungiert als Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes vom 21. März 1997 (RVOG).</u></p>

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.

Verordnungstext	Vorschlag
<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>b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh und über mindestens 800 Stunden Stauinhalt bei Volleleistung verfügen.</p>	<p><i>Abs. 1 ändern:</i></p> <p>¹ Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie <u>über:</u></p> <p>a. <u>im Winterhalbjahr</u> über eine mittlere <u>erwartete</u> Produktion von <u>jährlich</u> mindestens <u>6,7 GWh</u> verfügen; oder</p> <p>b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens <u>5 GWh</u> und über mindestens <u>30 Stunden</u> Stauinhalt bei Volleleistung verfügen.</p>

Art. 9 Windkraftanlagen von nationalem Interesse

Der in Art. 9 vorgesehene Grenzwert für das nationale Interesse von Windenergieanlagen von 10 GWh ist aus mehreren Gründen wichtig und deshalb sehr zu begrüssen. Erstens stellt der Wert die Kohärenz zu den kantonalen Planungen sicher, welche i.d.R. gleichlautende oder entsprechende Bedingungen für die Bezeichnung der Standorte in der Richtplanung verwenden. Es ist Aufgabe der kantonalen Richtplanung, Standorte für die Windenergie so auszuscheiden, dass ein Optimum zwischen Energieerzeugung und Landschafts-/Naturschutzinteressen erreicht wird. Es wäre deshalb schwer nachvollziehbar, wenn die gewählte Lösung durch das nationale Interesse in zwei Kategorien geteilt würde (Standorte mit/ohne nationales Interesse). Zweitens würde ein höherer Grenzwert zu einer Konzentration auf den Westschweizer Jura führen, was sich erfahrungsgemäss negativ auf die Akzeptanz auswirkt. Die Standorte in der Zentral-, Nord- und Ostschweiz weisen in der Regel ein geringeres Produktionspotenzial auf als die Standorte im Westschweizer Jura. Ein Grenzwert von 20 GWh oder mehr würde die Entwicklung in diesen Regionen hemmen. Drittens erhöhen sich die Realisierungschancen auch für Standorte mit grossem Potenzial, wenn diese in mehreren Etappen realisiert werden. Dies hat sich insbesondere auf dem Mont Crosin als sehr erfolgreich erwiesen. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass Gegner der Nutzung der Windenergie versuchen, bereits die erste Etappe durch Einsprachen/Beschwerden in Frage zu stellen. Umso wichtiger ist deshalb, dass das nationale Interesse bereits für die erste Etappe gegeben ist. Aufgrund der vorgenannten Punkte gehen wir schliesslich davon aus, dass mit einem höheren Grenzwert die Ziele der Energiestrategie kaum zu erreichen sind.

Verordnungstext	Vorschlag
<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> <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><i>Unterstützung des Art. 9 wie bestehend.</i></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.

Art. 13 Vergütung

Wir begrüssen ausdrücklich die vorgeschlagene Regelung, wonach sich die Vergütung nach Kosten des Bezugs bei Dritten und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen richtet. Die hier angewendete Interpretation der Formulierung „vermiedene Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität“ (EnG, Art. 15, Abs. 3, Bst. a) entspricht dem Ratsvotum von Nationalrat Roger Nordmann, französischsprachiger Berichterstatter der UREK-N: « A l'article 17 alinéa 3, le Conseil des Etats a prévu que le distributeur électrique qui reprend de l'électricité auprès d'un producteur décentralisé - hors du système de rétribution à prix coûtant du courant injecté - doit payer le même prix que celui auquel il se procure le courant vendu à ses clients finaux. Concrètement, si un distributeur, dans une commune donnée, vend son électricité au consommateur final captif neuf centimes - hors timbre et taxes -, cela signifie qu'il a acheté ou produit cette énergie pour 7 ou 8 centimes. Il doit alors payer le même prix à un producteur décentralisé. Il reste une marge décente entre les 7 et 8 centimes auxquels il achète l'énergie au producteur ». Bei einer ausschliesslichen Orientierung an den Bezugskosten bei Dritten (wie im bestehenden Gesetz, gemäss Entscheid ElCom vom April 2016) ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Photovoltaikanlagen nur bei sehr hohem Eigenverbrauchsanteil möglich. Davon betroffen wären u.a. landwirtschaftliche Anlagen mit geringem Eigenverbrauch, aber hoher Bedeutung für den Ausbau der Photovoltaik. Die langen Wartefristen für die GREIV und die Kürzung der Vergütungsdauer bei der Direktvermarktung auf 15 Jahre steigert zusätzlich die Bedeutung einer angemessenen Rückliefervergütung. Allerdings weisen wir darauf hin, dass die Berechnung und Offenlegung des korrekten Preises durch jeden einzelnen VNB wettbewerbsrechtliche Fragen aufwirft und zudem beträchtliche Aufwände generiert und für Unsicherheiten bei den Anlagebetreibern führt. Eine einheitliche Preisfestsetzung für die ganze Schweiz wäre deutlich effizienter. Mit dem „15-Räppler“ für alle erneuerbaren Energien war das früher bereits der Fall.

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Gemäss Vorschlag BFE</i></p>

Art. 14 Anlagenleistung

Es ist nicht nachvollziehbar, wieso für die Wasserkraft die hydraulische Bruttoproduktion als Basis für die Leistungsbestimmung angewendet wird. Bei allen anderen Technologien wird die maximale Leistung verwendet, wie dies auch internationaler Standard ist. Mit der vorliegenden Leistungsdefinition ist so bspw. auch die Grosswasserkraft mit Anschlussleistungen bis zu 25 MW (s. Beispiele aktueller 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 bspw. in Art. 15 EnFV oder Art. 15 EnG.

Verordnungstext	Vorschlag
² Die Leistung einer Wasserkraftanlage bezieht sich auf die Bruttoleistung. Für deren Berechnung gilt Artikel 51 des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916 ⁶ .	<i>Abs. 2 ändern:</i> ² Die Leistung einer Wasserkraftanlage bezieht sich auf die <u>maximal mögliche elektrische Leistung</u> (Engpassleistung).

Art. 15 Ort der Produktion

Diese Lösung entspricht dem Zweckartikel 1 des Energiesgesetzes, wonach eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sichergestellt werden muss. Parallelnetze sind zu vermeiden, vorhandene Netze sind technisch und wirtschaftlich optimal zu nutzen.

Verordnungstext	Vorschlag
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.	<i>Artikel ändern:</i> Als Ort der Produktion gilt das Grundstück, auf dem die Produktionsanlage liegt. Umliegende Grundstücke gelten ebenfalls als Ort der Produktion, <u>sofern das Verteilnetz des Netzbetreibers zwischen der Produktionsanlage und dem Verbrauch nicht in Anspruch genommen wird.</u> Das Verteilnetz des Netzbetreibers kann durch die Eigenverbrauchsgemeinschaft nur in Anspruch genommen werden, sofern dadurch der Aufbau eines Parallelnetzes verhindert werden kann. Die Netznutzung ist kostenorientiert zu vereinbaren.

Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Das Ziel einer Erneuerbaren-Energie-Quote von 10 Prozent erweist sich als wirksamer Treiber beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Schweizer Stromsystem. Diese Option trägt besser zur Energiestrategie 2050 bei und sollte deshalb auch für die Bestimmung der für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch erforderlichen Produktionsleistung einer Anlage herangezogen werden.

Verordnungstext	Vorschlag
Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung der Anlage bei mindestens 10 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität liegt.	<i>Anforderung auf Anteil erneuerbarer Energien an der Produktionsleistung fokussieren:</i> Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung der Anlage einen Anteil <u>von mindestens 10 Prozent erneuerbare Energie erreicht</u> .

Art. 18 Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch

Der wirtschaftliche und netzdienliche Zubau dezentraler Energiespeicher ist eine Voraussetzung für den gelingenden Umbau des Energiesystems im Sinne der Energiestrategie 2050. Aus diesem Grund dürfen Speicher unabhängig von ihrer Auslegung und Technologie zumindest nicht diskriminiert werden. Darüber hinaus besteht ein Klärungsbedarf hinsichtlich der in diesem Artikel verwendeten Terminologie sowie den Umgang mit neuen Speichertechnologien bzw. -anwendungen, die künftig erheblich an Bedeutung gewinnen, jedoch in diesem Artikel noch nicht berücksichtigt sind.

Verordnungstext	Vorschlag
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.	<i>Abs. 1 ergänzen:</i> 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. <u>Grundsätzlich dürfen an Speicher keine strengeren technischen Anschlussanforderungen als an Endverbraucher und Produktionsanlagen gestellt werden.</u>
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 StromVV8 auszustatten. Die Daten, die zur Berechnung der vom Speicher aus dem	<i>Abs. 2 ersatzlos streichen</i>

Verteilnetz bezogenen und in dieses Netz abgegebenen Elektrizität notwendig sind, sind von der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer dem Netzbetreiber zu übermitteln.

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

Klärungsbedarf:

- Was versteht das BFE unter einer Phasensaldierung?
- Wie soll in Zukunft mit mobilen Speichern umgegangen werden (v.a. Batterien in E-Fahrzeugen, deren Anteil künftig deutlich zunehmen wird)?

Art. 19 Verhältnis zum Netzbetreiber

Für mehr Rechtssicherheit und Investitionsschutz sowohl auf Seiten der Verbraucher und als auch des Netzbetreibers sind die Rechte und Pflichten zur gegenseitigen Information und Kostenverteilung zu konkretisieren.

Verordnungstext	Vorschlag
<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><i>Abs. 1 und 2 ändern (Verlängerung der Mitteilungsfrist):</i></p> <p>¹ Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben dem Netzbetreiber je <u>sechs</u> Monate im Voraus mitzuteilen, wenn sie die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nehmen oder wieder darauf verzichten wollen.</p> <p>² Ebenfalls je <u>sechs</u> 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 Mieter und Pächterinnen und Pächtern innert drei Monaten in die Grundversorgung nach Artikel 6 oder 7 des</p>	<p><i>Abs. 3 ändern (Differenzierung nach Mietern und Pächtern innerhalb und ausserhalb der Grundversorgung):</i></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</p>

<p>Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007⁹ (StromVG) aufzunehmen.</p>	<p>Netzbetreiber hat die betreffenden Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern, <u>sofern diese weniger als 100 MWh verbrauchen</u>, innert sechs Monaten in die Grundversorgung nach Artikel 6 oder 7 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007⁹ (StromVG) aufzunehmen.</p>
<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.</p>	<p><i>Abs. 4 ergänzen (Kostenverteilung konkretisieren):</i> 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. <u>Sämtliche Kosten, die dadurch beim Netzbetreiber anfallen, hat die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zu tragen.</u></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><i>Abs. 5 ändern (Präzisierung der Mitteilungspflicht):</i> ⁵ Wer die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nimmt, hat dem Netzbetreiber die Menge der vor Ort produzierten und verbrauchten Elektrizität <u>mindestens</u> einmal jährlich mitzuteilen.</p>

Änderungen der EnFV

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.

Verordnungstext	Vorschlag
<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; c. Nebennutzungsanlagen wie Wasserkraftanlagen, Kraftwerke im Zusammenhang mit Beschneiungsanlagen oder der Nutzung von Tunnelwasser; 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><i>Artikel neu formulieren:</i></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. <u>Anlagen innerhalb bereits genutzter Gewässerstrecken, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden können; oder</u> b. <u>Anlagen, welche keine neuen Eingriffe in natürliche Gewässer verursachen, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden können.</u> <p><i>Eventualiter Bst. b.:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> b. Anlagen an künstlich geschaffenen Hochwasserentlastungskanälen, Industriekanälen und bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen, sofern keine neuen Eingriffe in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer bewirkt werden; <p><i>Eventualiter Bst. d.:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> d. Anlagen, die im Zusammenhang mit anderweitigen Gewässereingriffen wie Renaturierungen und Hochwasserschutzmassnahmen erstellt werden, soweit gegenüber dem bestehenden Zustand <u>die negativen Umweltauswirkungen reduziert werden können.</u>

Art. 15 Direktvermarktung

Der erzwungene Wechsel zur Direktvermarktung für Anlagen über 500 kW schafft wirtschaftliche Unsicherheit gerade für jene Investoren, die oft grosse Anteile Fremdkapital aufgenommen haben. Zudem sorgt diese Massnahme wohl für keine massgeblichen Einsparungen bei der KEV. Zudem muss die Rückkehr in die Einspeisung zum Referenzmarktpreis auch künftig möglich sein.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen 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><i>Abs. 1 und 2 ändern (statt „Pflicht“ ist eine „Wahlmöglichkeit“ einzuräumen:</i></p> <p>¹ Es besteht die <u>Wahlmöglichkeit</u> zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) für Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW.</p> <p>² Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, <u>können</u> 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><i>In Abs. 3 den letzten Satz streichen:</i></p> <p>³ Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. <u>Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist ausgeschlossen.</u></p>

Art. 21 Abbau der Warteliste

Die Windenergie ist als einzige Technologie vollständig auf das Vergütungssystem angewiesen (keine Einmalvergütung oder Investitionsbeiträge und keine Möglichkeit, von Eigenverbrauchsregelung zu profitieren). Für die Windenergie besteht daher gemäss EnG Art. 38 ab 2024 keine Förderung mehr, während alle übrigen Technologien bis 2031 gefördert werden können. Dies ist speziell problematisch, da Windenergie mit zwei Drittel der Stromproduktion im Winterhalbjahr für die Versorgungssicherheit von besonderer Bedeutung ist und weil die Projekte angesichts der langen Planungs- und Bewilligungsverfahren auf stabile Rahmenbedingungen angewiesen sind. Beim Abbau der Warteliste in Art. 21 ist diesem Umstand Rechnung zu tragen. Wir beantragen deshalb eine entsprechende Änderung von Abs. 3.

Aktuell verfügen über 500 bei der KEV angemeldete Windenergieanlagen über einen positiven Bescheid. Wir stellen jedoch fest, dass in einigen Regionen durch neue Restriktionen (u.a. betreffend Flugsicherheit) die kantonalen Planungen überarbeitet worden sind oder aktuell noch überarbeitet werden. D.h. die Kantone haben teilweise andere Standorte in die Richtplanung aufgenommen oder sind dabei, dies noch zu tun. Dadurch besteht in einigen Kantonen nur eine sehr beschränkte Übereinstimmung zwischen der kantonalen Planung und den positiven KEV-Bescheiden. Einige obsolet gewordene Projekte verfügen über positive Bescheide, während sich aussichtsreiche Standorte auf der Warteliste befinden. Eine Bereinigung in Zusammenarbeit mit den Kantonen würde es erlauben, die Warteliste abzubauen und die Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds besser zu bewirtschaften.

Wir beantragen daher, die positiven KEV-Bescheide in Zusammenarbeit mit den Kantonen zu überprüfen. Dabei soll es auch ermöglicht werden, positive Bescheide innerhalb der Kantone zu übertragen, um damit auf Änderungen der Richtplanung zu reagieren. Entsprechend müsste die Möglichkeit vorgesehen werden, in diesem Fall von Art. 25 abs. 2 c abzuweichen („Die Vollzugsstelle weist das Gesuch um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ab, wenn der Standort der Anlage gegenüber dem Antrag erheblich abweicht.“).

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so legt das BFE Kontingente fest, in deren Umfang Anlagen auf den Wartelisten berücksichtigt werden können.</p> <p><u>Absatz 2 Variante A:</u></p> <p>² Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden jeweils entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs in folgender Reihenfolge berücksichtigt:</p> <ul style="list-style-type: none"> g. Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen wurden; h. Anlagen, die ab dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen wurden; i. die übrigen Projekte. <p><u>Absatz 2 Variante B:</u></p> <p>² Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs berücksichtigt.</p>	<p><i>Abs. 2: Formulierung gemäss Variante A</i></p>
<p>³ Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 Einreikedatum dieser Meldung, b. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs. 	<p><i>Abs. 3 wie folgt ändern:</i></p> <p>³ Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>a. Windenergieanlagen, für die die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde, entsprechend dem Einreikedatum dieser Meldung.</u> b. Anlagen, für die die Inbetriebnahmemeldung oder die Projektfortschrittmeldung beziehungsweise, bei Kleinwasserkraftanlagen die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde: entsprechend dem Einreikedatum dieser Meldung,

- c. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs.

Art. 51 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

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.

Verordnungstext	Vorschlag
<p>¹ Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. <p>² Die Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. mindestens eine Hauptkomponente wie Wasserfassung, Wehr, Speicher, Druckleitung, Maschinen oder elektromechanische Ausrüstung der Anlage ersetzt oder totalsaniert wird; und b. die Investition mindestens 10 Rp./kWh der durchschnittlich in einem Jahr der letzten fünf vollen Betriebsjahre erzielten Nettoproduktion beträgt. 	<p><i>Abs. 2, Bst. b. ändern:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> b. <u>das Verhältnis von Investition</u> 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.

Verordnungstext	Vorschlag
<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.</p>	<p><i>Abs. 1 und 2 ändern:</i></p> <p>¹ Für die Berechnung des Investitionsbeitrags sind insbesondere die Erstellungs-, die Planungs- und die Bauleitungskosten sowie die Eigenleistungen des Betreibers <u>und anfallende Kommunikations- und Beratungskosten</u> (mit Kantonen, Gemeinden, Verbänden und Anrainern) 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 <u>20 Prozent</u> der anrechenbaren Erstellungskosten angerechnet.</p>

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 nach 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.

Verordnungstext	Vorschlag
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.	<i>Artikel ändern:</i> Es wird empfohlen, die Nutzungsdauer sämtlicher Komponenten auf maximal 35 Jahre festzulegen.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Marianne Gehring
Geschäftsleitung proPellets

Schweizer AG
Umwelttechnik/Biogastechnik
Wilerstrasse 45
9536 Schwarzenbach

Schwarzenbach, 05. Mai 2017

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

Versand per E-Mail: energiestrategie@bfe.admin.ch

Stellungnahme zur Umsetzung des ersten Massnahmenpaktes zur Energiestrategie 2050: Änderungen auf Verordnungsstufe

Sehr geehrte Frau Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Als Planer und Hersteller von landwirtschaftlichen Biogasanlagen äussern wir uns zu den beabsichtigten Änderungen der diversen Verordnungen im Zusammenhang mit dem ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050. Wir erlauben uns, unsere Stellungnahme auf die EnFV und auf jene Artikel zu beschränken, welche die energieproduzierenden Landwirte betreffen und aus unserer Sicht einer Anpassung bedürfen.

Grundsätzliches zu den beabsichtigten Änderungen

Grundsätzlich begrüssen wir die Umsetzung der Energiestrategie 2050 respektive die Konkretisierung in den neun in Vernehmlassung geschickten Verordnungen. Unsere Stellungnahme ist wie folgt gegliedert.

- Das Wichtigste betreffend jeder Verordnung wird eingangs kurz textlich zusammengefasst,
- In den entsprechenden tabellarischen Zusammenstellungen erläutern wir sämtliche unserer Änderungsanträge im Detail.

Wir hoffen natürlich, dass die Energiestrategie 2050 am 21. Mai vom Schweizer Stimmvolk angenommen wird, so dass die Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes erfolgen kann respektive das Gesetz und die sich in Revision befindenden Verordnungen per 1. Januar 2018 in Kraft gesetzt werden können.

1. Stellungnahme zu den geplanten Änderungen der Energieförderungsverordnung, EnFV

Die meisten der vorgeschlagenen Änderungen werden von uns begrüsst. Nachfolgend die wichtigsten Bestimmungen die uns grosses Unbehagen bereiten und unbedingt einer Änderung bedürfen:

- Art. 3 Neuanlagen, Abs. 2: Keine Neuanmeldemöglichkeit mehr bei massiven Erweiterungen bestehender Anlagen. Energiepolitisch falscher Lösungsansatz.
- Art. 15 Direktvermarktung, Abs. 2: Gemäss Energiegesetz liegt es in der Kompetenz des BFE, technologiespezifisch die Regeln für die Direktvermarktung festzulegen. Aus unserer Perspektive hat das BFE den vorhandenen Spielraum nicht ausgeschöpft und es sind zu viele Ausnahmeregelungen geschaffen worden. Ziel müsste es doch sein, dass möglichst alle Anlagen über 30 KW in die Direktvermarktung wechseln, ansonsten wird der administrative Aufwand nicht optimiert. Es geht auch darum zu zeigen, dass die neuen erneuerbaren Energien nicht nur Probleme der Netzstabilität verursachen, sondern bereit und in der Lage sind, möglichst flexibel zu produzieren und einen Beitrag an die Netzstabilität zu leisten. Deswegen sollten möglichst Anreize geschaffen werden, dass Anlagen, die im Marktpreis-Referenzsystem sind, freiwillig in die Direktvermarktung wechseln.
- Art. 24 Projektfortschritte, Inbetriebnahme und Meldepflichten, Abs. 5: Die nicht im Ermessen eines Anlagenbetreibers liegenden Gründe sind von der Regelung auszunehmen.
- Art. 28 Verweigerung der Vergütung, Abs. 2: Unverschuldete Gründe der Anlagenbetreiber sind zu berücksichtigen.
- Art. 104 Weitergabe von Daten an die Oberzolldirektion: Diese Bestimmung ist ersatzlos zu streichen, da für die Anlagenbetreiber dadurch keine Vereinfachungen erzielt werden.
- Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung, Abs. 1: Sehr unterschiedliche, uneinheitliche und nicht logische respektive nicht nachvollziehbare Übergangsbestimmungen. Eine Harmonisierung und Vereinfachung ist gemäss unseren Vorschlägen anzustreben.
- Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung, Abs. 3 (neu). Wir plädieren dafür, die bisherige Lösung der BGEE aufrechtzuerhalten und den gesamten Systemwechsel per Ende Juni 2018 vorzunehmen. Das hat den Vorteil, dass die unterschiedlichen Übergangsfristen eliminiert werden können.
- Anhang 1.5, 2.3, ökologische Mindestanforderungen: Die Beurteilungsperiode für die Einhaltung der ökologischen Mindestanforderungen entspricht nicht der Praxis. Diese sind entsprechend anzupassen.
- Anhang 1.5, Art. 3.4.3 und Artikel 8 Übergangsbestimmungen: **Eine Übergangsfrist für den WKK-Bonus ist notwendig.**

Nachfolgend die tabellarische Zusammenstellung sämtlicher Änderungsanträge im Detail:

Artikel	Verordnungstext	Änderungsantrag	Begründungen
Art. 3 Neuanlagen, Abs. 2	Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt.	Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt 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.	Mit dem Vorschlag des Bundesrates ist es zwar bestehenden Anlagen immer noch möglich sich nochmals anzumelden, erst aber wenn sie komplett ersetzt wird. Das hat den Nachteil, dass bestehende Anlagen in den letzten Betriebsjahren nicht mehr erneuert werden respektive die Reinvestition erfolgt erst nach Ablauf der KEV-Dauer, wenn ein neuer KEV-Entscheid vorliegt. Das hat den Nachteil, dass ein Produktionsunterbruch entsteht. Energiepolitisch betrachtet ist dies ein falscher Lösungsansatz, weshalb wir die Übernahme der heute geltenden Kriterien verlangen.
Art. 15 Direktvermarktung, Abs. 1	Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW.	Diesen Absatz begrüsst unsere Unternehmung.	Den Grundsatz, dass alle lastganggemessenen Anlagen die künftig ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen werden, in die Direktvermarktung müssen, begrüsst unsere Unternehmung. Es ist wichtig, dass dieser Grundsatz möglichst konsequent umgesetzt wird, da sonst der administrative Gesamtaufwand nicht optimiert werden kann. Es geht auch darum zu zeigen, dass die neuen erneuerbaren Energien nicht nur Probleme der Netzstabilität verursachen, sondern bereit sind, möglichst flexibel zu produzieren und einen Beitrag an die Netzstabilität zu leisten.
Abs. 2	Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, müssen in die Direktvermarktung wechseln.	Siehe Begründung nebenan sowie den Änderungsantrag zu Abs.3.	Gemäss Energiegesetz liegt es in der Kompetenz des BFE, technologiespezifisch die Regeln für die Direktvermarktung festzulegen. Aus unserer Perspektive hat das BFE den vorhandenen Spielraum nicht ausgeschöpft und es sind zu viele Ausnahmeregelungen geschaffen worden. Ziel müsste es doch sein, dass möglichst alle Anlagen über 30 KW in die Direktvermarktung wechseln, ansonsten wird der administrative Aufwand nicht optimiert. Es geht auch darum zu zeigen, dass die neuen erneuerbaren Energien nicht nur Probleme der Netzstabilität verursachen, sondern bereit und fähig sind, möglichst flexibel zu produzieren und einen Beitrag an die Netzstabilität zu leisten. Deswegen sollten möglichst Anreize geschaffen werden, dass Anlagen, die im Marktpreis-Referenzsystem sind, freiwillig in die Direktvermarktung wechseln. Mit dem vorliegenden Vorschlag werden die Voraussetzungen dafür nicht geschaffen. Das oben erwähnte

			<p>Ziel, wäre grundsätzlich durch zwei Möglichkeiten zu erreichen: 1. Reduktion der Leistungsgrenze für Bestandesanlagen, welche in die Direktvermarktung wechseln müssen oder 2. eine Rückkehrmöglichkeit ins Marktpreis-Referenzsystem für Anlagen, welche nicht verpflichtend ins Direktvermarktungssystem müssen. Wir bevorzugen Variante 2 und beantragen deshalb eine Änderung des Abs. 3.</p>
Abs. 3	<p>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>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. Die Betreiber können nach Übertritt in die Direktvermarktung unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten jederzeit wieder zurück ins Referenz-Marktpreissystem wechseln.</p>	<p>Mit der vorgeschlagenen Formulierung wird kein Anlagenbetreiber motiviert in die Direktvermarktung zu wechseln. Wieso sich auf Neues einlassen, wenn man eine langfristige sichere Lösung hat? Wenn keine Rückkehrmöglichkeit ins Referenz-Marktpreissystem besteht, wird kein Anlagenbetreiber in die neue unbekannte Welt der Direktvermarktung wechseln zumal noch unsicher ist, ob Preise über dem Referenz-Marktpreis erzielt werden können oder eben nicht. Weitere Begründung gemäss Abs. 2.</p> <p>Die im Jahr 2013 von Frontier Economics / Polynomics im Auftrag des BFE erarbeitete Studie "Direktvermarktung von geförderter erneuerbarer Stromerzeugung" sieht ebenfalls explizit ein Rückkehrrecht in das System des Referenz-Marktpreises für Anlagen vor, die freiwillig in die Direktvermarktung wechseln.</p> <p>Durch eine dreimonatige Wechselfrist liessen sich allzu kurzfristige Wechsel und damit ein ständiges Hin-und-Her vermeiden.</p> <p>Bei einer realistischen Berechnung der Bewirtschaftungsentgelde an Direktvermarkter/Bilanzgruppen ist es zudem zu erwarten, dass für Anlagenbetreiber die Direktvermarktung mindestens genauso attraktiv sein wird wie das Referenzmarktpreismodell – dann hätten Direktvermarkter/Bilanzgruppen nämlich die Möglichkeit einen Teil der Bewirtschaftungsentgelde den Produzenten zukommen zu lassen. Ein häufiges hin-und-her Wechseln mit grossem administrativem Aufwand ist daher auch aus diesem Grund nicht zu erwarten.</p> <p>Ziel müsste es sein, dass möglichst alle Anlagen über 30 KW in die Direktvermarktung wechseln, ansonsten wird der administrative Aufwand nicht optimiert.</p>

Art. 21 Abbau der Warteliste, Absatz 2 Variante A	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.	Unsere Unternehmung lehnt diese Variante ab.	Es darf davon ausgegangen werden, dass diese Variante vorgeschlagen wurde weil in den Kantonen BE, JU und FR zahlreiche Anlagen von der KEV-Übergangslösung der BKW (kleiner 100 kW) profitierten. Diese wurden in der Zwischenzeit auf den Marktpreis gesetzt. Diesen Anlagen sollen nun mit dieser Variante den Einstieg in die KEV ermöglicht werden. Es kann nicht sein, dass eine rechtliche Lösung kreiert wird, damit diese betroffenen Anlagen prioritär profitieren. Dies hat die Konsequenz, dass alle anderen Projekteignen dadurch benachteiligt werden. Diejenigen notabene, die sich an den bisherigen rechtlichen schweizerischen Rahmenbedingungen orientierten.
Absatz 2 Variante B	Die Anlagen auf der Warteliste für Photovoltaikanlagen werden entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs berücksichtigt.	Unsere Unternehmung befürwortet diese Variante.	Begründung siehe Variante A
Art. 24 Projektfortschritte, Inbetriebnahme und Meldepflichten, Abs. 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 Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin verlängern. Das Gesuch ist vor Ablauf der jeweiligen Frist schriftlich einzureichen.	Unsere Unternehmung befürwortet diesen Wortlaut.	Es ist wichtig, dass dieser Absatz im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens nicht geändert wird. Dieser Absatz ist eminent wichtig zumal es aus unverschuldeten Gründen (Baubewilligungseinsprachen usw.) immer wieder zu Verzögerungen kommen kann, wie die Erfahrungen der letzten Jahre zeigen.
Abs. 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.	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. Im Falle einer verspäteten Einreichung aus Gründen, für die der Anlagenbetreiber nicht einzustehen hat, wird die Einspeisevergütung nachträglich durch die Vollzugsstelle nachbezahlt.	Es kann sein, dass verzögerte Einreichungen der Inbetriebnahmemeldungen durch Unverschulden der Projekteignen vorkommen wie zum Beispiel, wenn der Auditor aus zeitlichen Gründen in Verzug ist. Mit dieser Formulierung wird ein Anlagenbetreiber zu stark bestraft, zumal es oft nicht in seinem Ermessen ist den Prozess zu beschleunigen.
Art. 26 Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem, Abs. 2	Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist ausgeschlossen.	Eine erneute Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist möglich ausgeschlossen . Hierfür muss eine Neuanmeldung erfolgen.	Dieser Artikel ist zu absolut, weitere Begründung siehe Artikel Art. 3 Neuanlagen, Abs. 2.
Art. 27 Auszahlung der Vergütung, Abs. 4	Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so stellt die Vollzugsstelle den Betreibern den übersteigenden Teil vierteljährlich in Rechnung.	Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so stellt die Vollzugsstelle den Betreibern gemäss Abs. 1 lit b dieses Artikels den übersteigenden Teil vierteljährlich in Rechnung.	Diese Formulierung ist zu wenig konkret und kann zu Missverständnissen führen.
Abs. 5	Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.	Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat Kalenderjahr ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.	Dies ist eine Verschlechterung gegenüber der heutigen Lösung und benachteiligt die neuen Projekteignen.

<p>Art. 28 Verweigerung der Vergütung, Abs. 2</p>	<p>Hält der Betreiber die rechtlichen Vorgaben nicht ein, so entfällt der Anspruch auf Vergütung ebenfalls bis er diese Vorgaben wieder einhält.</p>	<p>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 zurück erstattet.</p>	<p>Der Vernehmlassungsvorschlag ist eine Verschlechterung der heutigen Regelung. Es darf nicht sein, dass ein Anlagenbetreiber der die rechtlichen Vorgaben aus Gründen die ihm nicht zuzurechnen sind, so hart bestraft wird und allenfalls dadurch sogar die Wirtschaftlichkeit gefährdet wird und im schlimmsten Fall als Folge davon sogar die Anlage stilllegen muss.</p>
<p>Art. 32 Nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen, Abs. 2</p>	<p>Die Vergütungsdauer wird durch eine nachträgliche Erweiterung oder Erneuerung nicht verlängert.</p>	<p>Die Vergütungsdauer wird durch eine nachträgliche Erweiterung oder Erneuerung nicht verlängert. Davon ausgenommen sind Anlagen, welche die Bedingungen gemäss Art. 3 Abs. 2 erfüllen.</p>	<p>Dieser Artikel ist zu absolut. Unsere Unternehmung kann nicht nachvollziehen, weshalb Anlagen, die massgeblich erneuert oder erweitert werden, vollkommen ausgeschlossen werden sollen. Energiepolitisch ist dies ein falscher Lösungsansatz. Im Biogas- aber auch in anderen Technologien sind möglichst bestehende Anlagen – die über Jahre Betriebserfahrungen gesammelt haben zu fördern und die Voraussetzungen zu schaffen, dass sie sich entwickeln können. Unsere Unternehmung will nicht möglichst viele Kleinstbiogasanlagen, sondern in erster Linie überbetriebliche Anlagen mit hohem technischen Standard und mit geeigneten Anlagenbetreibern, die Know how entwickelt haben und die Anlage „profihaft“ führen. Um dies zu gewährleisten muss die Möglichkeit von Erweiterungen und Erneuerungen bestehen bleiben.</p>
<p>Abs. 4</p>	<p>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>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. Ausgenommen von dieser Regelung sind verspätete Einreichungen verursacht aus Gründen für die der Anlagenbetreiber nicht einzustehen hat.</p>	<p>Es kann sein, dass verzögerte Einreichungen der Inbetriebnahmemeldungen durch Unverschulden der Projekteigner vorkommen wie zum Beispiel, wenn der Auditor aus zeitlichen Gründen in Verzug ist. Mit dieser Formulierung wird ein Anlagenbetreiber zu stark bestraft, weil es oft nicht in seinem Ermessen ist den Prozess zu beschleunigen.</p>
<p>Art. 33 Folgen des Nichteinhaltens von Mindestanforderungen, Abs. 4</p>	<p>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>	<p>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>	<p>Dieser Absatz ist widersprüchlich. Es geht darum, dass die Mindestanforderungen wieder erfüllt werden. Diese sind klar formuliert, weshalb es nicht noch zusätzliche Auflagen braucht. Von Auflagen ist daher gänzlich abzusehen.</p>
<p>Abs. 5</p>	<p>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>Sind die Mindestanforderungen nach Ablauf der Frist nicht während einer ganzen Beurteilungsperiode, welche in der Regel ein Jahr dauert, 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>Eine klarere Regelung ist wichtig. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass Produktionsmindestanforderungen über ein Jahr sinnvoll sind. Es liegt in der Natur der Sache, dass Kleinwasserkraftwerke den Wetterverhältnissen entsprechend grössten Schwankungen in der Produktion unterliegen von 100% Produktion bis 0%-Produktion. Bei Biogasanlagen sind die Schwankungen zwar nicht so extrem, aber auch hier können zeitlich grosse Produktionsschwankungen resultieren, zum Beispiel wenn Co-Substrate ausfallen</p>

			oder das BHKW aus technischen Gründen über längere Zeit ausfällt.
Art. 34 Ausscheiden aus dem Einspeisevergütungssystem	Die Vollzugsstelle verfügt das Ausscheiden eines Betreibers aus dem Einspeisevergütungssystem, wenn: <ul style="list-style-type: none"> a. 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; b. die Mindestanforderungen ein Jahr nach Ablauf der Frist nach Artikel 33 Absatz 4 nicht eingehalten werden. 	Die Vollzugsstelle verfügt das Ausscheiden eines Betreibers aus dem Einspeisevergütungssystem, wenn: <ul style="list-style-type: none"> a. 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; b. die Mindestanforderungen ein Jahr nach Ablauf der Frist nach Artikel 33 Absatz 4 nicht eingehalten werden. 	Begründung siehe Art. 33 Abs. 5 oben.
Art. 102 Publikation, Abs. 1	Das BFE publiziert unabhängig von der Grösse einer Anlage folgende Angaben zu den Anlagen, für die nach dieser Verordnung eine Förderung entrichtet wird: <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. 	Das BFE publiziert unabhängig von der Grösse einer Anlage folgende Angaben zu den Anlagen, für die nach dieser Verordnung eine Förderung entrichtet wird: <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. 	Betreffend Datenschutz und Offenlegung ist dieser Artikel fragwürdig. Hinzukommt, dass allein die Höhe des Förderbeitrages (ohne Kenntnisse der Betriebskosten) zu Fehlinterpretationen respektive zu Spekulationen führen kann und letztlich negative Auswirkungen auf das Image der erneuerbaren Energien zur Folge haben kann.
Art. 104 Weitergabe von Daten an die Oberzolldirektion	Das BFE gibt für den Vollzug der Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996 ¹⁴ die nachstehenden Daten von Anlagenbetreibern, die Elektrizität aus Biomasse produzieren, an die Oberzolldirektion weiter: <ul style="list-style-type: none"> a. Name und Adresse von natürlichen Personen und Personenvereinigungen oder Firma und Sitz von juristischen Personen ; b. Angaben über die Art, Menge und Herkunft der biogenen Rohstoffe; c. Angaben über die Art, Menge und Herkunft der aus den biogenen Rohstoffen hergestellten Treib- und Brennstoffe; d. Angaben über die Elektrizität und die Wärme, die aus Treib- und Brennstoffen produziert werden; e. Angaben zur Anlage, insbesondere Produktionsprozesse, Kapazität, Leistung, Wirkungsgrad und Datum der Inbetriebnahme. 	Der ganze Artikel ist ersatzlos zu streichen.	Die Weiterleitung an die Oberzolldirektion (OZD) ist zwar sinnvoll, hat aber keine administrativen Vereinfachungen für die Produzenten und die OZD zur Folge. Des Weiteren nutzen aus unserer Sicht diese Daten der OZD wenig bis nichts. Zumal die Aufgabe der OZD darin besteht, die OZD-Positivliste zu erweitern und produktspezifische Beurteilungen/Bewilligungen von Produkten, die nicht auf der OZD-Positivliste sind, vorzunehmen und letztlich die Kontrollen auf den treibstoffproduzierenden Anlagen durchzuführen und zu prüfen, ob die rechtlichen Grundlagen gemäss Mineralölsteuergesetzgebung eingehalten sind. Da die Hersteller von Treibstoffen eine Bewilligung der OZD benötigen, müssen sämtliche vorgeschriebenen Daten für Kontrollen aufbewahrt respektive wo gefordert der OZD eingereicht und geliefert werden. Auf die Weiterleitung an die OZD kann deshalb verzichtet werden.

Art. 105 Kontrolle und Massnahmen, Abs. 3	Das BFE ist weiter befugt, die für die Feststellung einer übermässigen Rentabilität erforderlichen Unterlagen und Informationen zu verlangen und Prüfungen zu veranlassen.	<i>Dieser Absatz ist ersatzlos zu streichen.</i>	Dieser Absatz schafft eine Doppelspurigkeit, denn er ist bereits in Art. 6 enthalten, weshalb der Absatz ersatzlos gestrichen werden kann.
Ar. 106	Bei Anlagen, die eine Einspeisevergütung nach bisherigem Recht erhalten, wird die Vergütung bis zum 31. Dezember des Jahres, in dem die Vergütungsdauer ausläuft, ausgerichtet.	<i>Hier keine Änderung, aber in Art. 27 Abs. 5.</i>	Diese Regelung wird begrüsst, mit diesem Wortlaut ist die Besitzstandswahrung sichergestellt.
Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung, Abs. 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.	<i>Dieser Absatz ist ersatzlos zu streichen.</i>	Es ist nicht verständlich weshalb Neuanlagen (grösser und kleiner 500 kW) eine Übergangsfrist gewährt werden soll. Dies macht keinen Sinn, denn die Anlagen sind ja noch nicht gebaut und daher auch nicht von einer Änderung des Systems betroffen.
Abs. 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).	Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind zudem Betreiber von Anlagen nach Artikel 15 Absatz 2 im ersten Jahr bis Ende Juni 2018 ab Inkrafttreten dieser Verordnung (Art. 72 Abs. 5 EnG).	Wenn Marktreferenz-Anlagen ab 1.1.2018 in eine Bilanzgruppe wechseln müssen, ist nicht nachvollziehbar weshalb für diese Anlagentyp eine Übergangsfrist von 1 Jahr gewährt werden soll.
Abs. 3	Neu	<i>Neuanlagen sowie Bestandesanlagen, welche gemäss Art. 15 in die Direktvermarktung müssen, gilt eine grundsätzliche Übergangsfrist bis Ende Juni 2018. Dieselbe grundsätzliche Übergangsfrist gilt für Neuanlagen, die von der Direktvermarktung ausgenommen sind und für Bestandesanlagen, die nach dem Referenz-Marktpreissystem einspeisen.</i>	Es ist für unsere Unternehmung schwierig nachzuvollziehen, weshalb bis 1.1.2018 alle Produzenten einen neuen Vermarkter respektive eine Bilanzgruppe suchen müssen. Oder eben, wenn sie dies nicht tun, automatisch in die Bilanzgruppe des netzbetreibenden EVU fallen. Die Zeit um einen neuen Partner zu suchen, ist sehr eng bemessen zumal davon ausgegangen werden muss, dass die definitive Version der Verordnung erst im Herbst vorliegt und publiziert wird. Hinzu kommt die Tatsache, dass Energiepool Schweiz mit den Produzenten (mit allen nEE-Produzenten) eine Kündigungsfrist von einem Monat vereinbart hat. Das heisst faktisch, Energiepool Schweiz muss im Herbst sämtliche Produzenten anschreiben und entsprechend kündigen. Letztlich verbleibt somit den Produzenten bloss eine Zeitspanne von ca. 30 bis 40 Tage, um eine Lösung zu suchen. Die Zeit ist sehr knapp respektive zu eng bemessen. Wir plädieren aus all diesen Gründen die bisherige Lösung der BGEE aufrechtzuerhalten und den gesamten Systemwechsel per Ende Juni 2018 vorzunehmen Des Weiteren würde mit dieser Lösung eine Harmonisierung der Übergangsfristen erreicht, was letztlich auch aus Kostengründen zu begrüessen wäre.

Anhang 1.5, 2.3.	Ökologische Mindestanforderungen 2.3.1 Die Beurteilungsperiode für die ökologischen Mindestanforderungen beträgt drei Monate.	Ökologische Mindestanforderungen 2.3.1 Die Beurteilungsperiode für die ökologischen Mindestanforderungen beträgt drei sechs Monate.	Die einzuhaltenden ökologischen Mindestanforderungen stehen alle im Zusammenhang mit der OZD. Erfahrungsgemäss dauert der Prozess länger als 3 Monate bis eine OZD-Betriebsbewilligung vorliegt, kann eine Anlage in der Regel diese Mindestanforderung und dies notabene ohne ihr Verschulden gar nicht einhalten. Der Bewilligungsprozess ist folgendermassen: Baubewilligung, Bau der Anlage, Inbetriebnahme der Anlage, Ausstellung der kantonalen Betriebsbewilligung, Ausstellung der OZD-Bewilligung
	2.3.3 Wird ein biogener Treibstoff hergestellt und direkt vor Ort zur Elektrizitätsproduktion eingesetzt, so muss bei der Inbetriebnahme der Anlage eine Bewilligung als Produktionsbetrieb mit Anrecht auf Steuererleichterung von der Oberzolldirektion vorliegen.	2.3.3 Wird ein biogener Treibstoff hergestellt und direkt vor Ort zur Elektrizitätsproduktion eingesetzt, so muss bei spätestens bis sechs Monat nach der Inbetriebnahme der Anlage eine Bewilligung als Produktionsbetrieb mit Anrecht auf Steuererleichterung von der Oberzolldirektion vorliegen.	Begründung siehe 2.3.1 oben.
	Neu	2.3.6 Wird biogenes Gas importiert, müssen sämtliche ökologische Mindestanforderungen gemäss 2.3.1 bis 2.3.5 erfüllt sein.	Es ist zwingend darauf zu achten, dass inländisches und importiertes Biogas, dieselben ökologischen Mindestanforderungen erfüllen muss, ansonsten entsteht eine wirtschaftliche Benachteiligung der inländischen Biogasproduzenten.
3.4.3	Neu	Für Biomasseanlagen wird ein Bonus für externe Wärmenutzung (WKK-Bonus) von 2.5 Rp./kWh gewährt, wenn die externe Wärmenutzung die Mindestanforderungen gemäss 2.2.4 wenigstens um 20 Prozent (bezogen auf die Bruttowärmeproduktion) übersteigt.	WKK-Bonus von 2.5 Rp/kWh wurde in der revidierten Version nicht mehr aufgenommen, deshalb ist ein neuer Art. 3.4.3 zu formulieren oder zumindest noch eine Übergangsfrist festzulegen. Siehe hierzu auch die nachfolgenden Ausführungen.
8 Übergangsbestimmungen	Neu	c. Der WKK-Bonus wird gewährt für Anlagen die eine Projektfortschrittmeldung bis 31. Oktober 2018 eingereicht haben.	Eine Übergangsbestimmung betreffend dem WKK-Bonus fehlt. Ohne den beantragten neuen Text entfällt für die projektierten Anlagen respektive für deren Projekteigner die Besitzstandswahrung. Sämtliche Biogasprojekte in Planung haben in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit diesem Bonus gerechnet. Es ist schade, dass dieser Bonus fallen gelassen wird zumal es doch sinnvoll ist, dass die Gesamteffizienz der Anlagen möglichst hoch ist und die Wärme entsprechend genutzt wird. Das Weglassen wird dazu führen, dass die Wärmenutzung nicht mehr oder zumindest in einem reduzierten Masse bei der Planung /Bau mitberücksichtigt wird.

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme sowie die wohlwollende Prüfung und die Berücksichtigung unserer Anträge. Für zusätzliche Informationen oder allgemeine Fragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Schweizer AG
Umwelttechnik/Biogastechnik

Josef Schmidiger



Planung Entwicklung Produktion

MEYER GRUPPE[®]
MEYER AG  **SCHWEIZER AG**
Stallbautechnologie Umwelt- und Biogastechnologie

CH-6023 Rothenburg
CH-9536 Schwarzenbach

info@meyergruppe.ch
www.meyergruppe.ch

Telefon **0848 100 800**

Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie
Société Suisse pour l'Energie Solaire
Società Svizzera per l'Energia Solare
Societad Svizra per l'Energia Solara

Kontaktperson:

Stefan Lanz – Bundesvorstand-Ausschussmitglied www.sses.ch
Präsident der Regionalgruppe Bern-Solothurn beso@sses.ch
Narzissenweg 40; 3098 Köniz 031 352 25 84 / 079 579 43 64



Schweizerische Eidgenossenschaft
Eidgenössisches Departement für
Umwelt und Kommunikation UVEK

Bundespräsidentin Doris Leuthard
Kochergasse 6, CH 3003 Bern

Einreichung per E-Mail an:
energiestrategie@bfe.admin.ch

Bern, 7.5.2017

**Stellungnahme zur Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes zur Energiestrategie 2050:
Änderung auf Verordnungsstufe**

Sehr geehrte Frau Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Unsere gemeinnützige Organisation SSES nimmt gerne an obiger Vernehmlassung teil, denn wir setzen uns für die Förderung aller erneuerbaren Energien ein (Sonne, Biomasse, Wind, Wasser, ...) und ebenso für die Verbesserung der Umwandlungseffizienz aller Energieprozesse. Das primäre Ziel, den Ressourcenverbrauch zu vermindern um damit die Klimaveränderungen zu bremsen, muss auch in die gesetzlichen Grundlagen einfließen. Den statutarischen Zweck - die Förderung der erneuerbaren Energien im umfassenden Sinne - sind nachzulesen auf unserer Homepage: <http://www.sses.ch/de/verein/ueber-uns/statuten>

Wir verstehen uns als **die Konsumentenorganisation** unter den verschiedenen Solar-Organisationen in der Schweiz, welche speziell die Anliegen des «kleinen» Bürger vertritt. Wir hoffen, dass auch die Bundesregierung die Anliegen des «kleinen» Volkes wahrnimmt und beachtet.

Da unsere Mittel und Personalressourcen beschränkt sind, stützen wir uns bei unserer Stellungnahme komplett ab auf diejenige unserer Fachgruppe VESE (Verband unabhängiger Energieerzeuger), welche v.a. die Photovoltaik-Seite der Sonnenenergienutzung vertritt. In der Beilage entnehmen Sie deren Stellungnahme, welche auch die SSES vertritt. Wir hoffen damit der VESE-Stellungnahme mehr Gewicht zu geben, sprechen wir doch im Namen von einigen tausend SSES-Mitgliedern.

Mit sonnigen Grüßen

Für den Bundesvorstand der SSES

Stefan Lanz
Bundesvorstand-Ausschussmitglied der SSES
Präsident der Regionalgruppe Bern-Solothurn

Antonio Bauen
Präsident der SSES

Regionalgruppe Bern - Solothurn

Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie
Société Suisse pour l'Energie Solaire
Società Svizzera per l'Energia Solare
Societad Svizra per l'Energia Solara

Kontaktperson:

Stefan Lanz – Bundesvorstand-Ausschussmitglied www.sses.ch
Präsident der Regionalgruppe Bern-Solothurn beso@sses.ch
Narzissenweg 40; 3098 Kőniz 031 352 25 84 / 079 579 43 64



Schweizerische Eidgenossenschaft
Eidgenössisches Departement für
Umwelt und Kommunikation UVEK

Bundespräsidentin Doris Leuthard
Kochergasse 6, CH 3003 Bern

Einreichung per E-Mail an:
energiestrategie@bfe.admin.ch

Bern, 7.5.2017

Stellungnahme zur Umsetzung des ersten Massnahmenpaketes zur Eneriestrategie 2050: Änderung auf Verordnungsstufe

Sehr geehrte Frau Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Unsere gemeinnützige Organisation SSES nimmt gerne an obiger Vernehmlassung teil, denn wir setzen uns für die Förderung aller erneuerbaren Energien ein (Sonne, Biomasse, Wind, Wasser, ...) und ebenso für die Verbesserung der Umwandlungseffizienz aller Energieprozesse. Das primäre Ziel, den Ressourcenverbrauch zu vermindern um damit die Klimaveränderungen zu bremsen, muss auch in die gesetzlichen Grundlagen einfließen. Den statutarischen Zweck - die Förderung der erneuerbaren Energien im umfassenden Sinne - sind nachzulesen auf unserer Homepage: <http://www.sses.ch/de/verein/ueber-uns/statuten>

Wir verstehen und als **die Konsumentenorganisation** unter den verschiedenen Solar-Organisationen in der Schweiz, welche speziell die Anliegen des «kleinen» Bürger vertritt. Wir hoffen, dass auch die Bundesregierung die Anliegen des «kleinen» Volkes wahrnimmt und beachtet.

Da unsere Mittel und Personalressourcen beschränkt sind, stützen wir uns bei unserer Stellungnahme komplett ab auf diejenige unser Fachgruppe VESE (Verband unabhängiger Energieerzeuger), welche v.a. die Photovoltaik-Seite der Sonnenenergienutzung vertritt. In der Beilage entnehmen Sie deren Stellungnahme, welche auch die SSES vertritt. Wir hoffen damit der VESE-Stellungnahme mehr Gewicht zu geben, sprechen wir doch im Namen von einigen tausend SSES-Mitgliedern.

Mit sonnigen Grüssen

Für den Bundesvorstand der SSES

Stefan Lanz

Bundesvorstand-Ausschussmitglied der SSES
Präsident der Regionalgruppe Bern-Solothurn

Antonio Bauen

Präsident der SSES

Beilage: Stellungnahme der VESE vom 3.5.17-Version V05 – 13 Seiten unterzeichnet von Heini Lüthi

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

Kontaktperson: René Burkhard
Telefon Direkt: + 41 58 580 35 20
E-Mail: rene.burkhard@swissgrid.ch

05.05.2017

Stellungnahme der Stiftung KEV zu den Änderungen auf Verordnungsstufe der Energiestrategie 2050

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Stiftung Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) bezweckt unter Beachtung der Bestimmungen des Energiegesetzes (EnG), des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der dazugehörigen Verordnungen, die Entgegennahme und Verwaltung des in Art. 15b Abs. 1 EnG genannten Zuschlags auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze. Dieser Zuschlag wird vom Bundesrat gestützt auf das EnG festgelegt und ist gemäss den Vorgaben vom Bundesamt für Energie (BFE) für die Förderung erneuerbarer Energien und Gewässerschutzmassnahmen auszurichten. Die Stiftung KEV arbeitet bei der Erfüllung dieser Aufgaben eng mit der Fachabteilung "Erneuerbare Energien & Herkunftsnachweise" von Swissgrid zusammen, welche für den operativen Vollzug dieser gesetzlich definierten Aufgaben verantwortlich ist.

Von der Revision des Energiegesetzes und den damit einhergehenden Veränderungen auf Verordnungsstufe sind die Tätigkeiten der Stiftung KEV und der Fachabteilung "Erneuerbare Energien & Herkunftsnachweise" von Swissgrid wesentlich betroffen. Aus der Fachabteilung entsteht gemäss Art. 64 des revidierten Energiegesetzes die Vollzugsstelle.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme zu den Verordnungen und hoffen auf Berücksichtigung unserer Anregungen und Kommentare aus Sicht der direkt betroffenen Stellen.

In unserer Stellungnahme fokussieren wir auf folgende Verordnungen:

- a. **Energieverordnung** (EnV),
- b. Verordnung über den **Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung** (HKSV),
- c. **Energieförderungsverordnung** (EnFV),
- d. **Gebührenverordnung** (GebV-En),
- e. **Stromversorgungsverordnung** (StromVV).

Für die Arbeit und Aufgaben der künftigen Vollzugsstelle sind diese Verordnungen von erheblicher Relevanz und beinhalten die dafür wesentlichen Aspekte.

Wir äussern uns nachfolgend nicht zur Kernenergieverordnung (KEV), Energieeffizienzverordnung (EnEV), CO₂-Verordnung und zur Landesgeologieverordnung (LGeolV). Diese Verordnungen betreffen die Arbeiten der neuen Vollzugsstelle nicht.

Übergreifend haben wir folgende Anliegen:

- a. Wir begrüßen die **flächendeckende Einführung intelligenter Mess-, Steuer- und Regelsysteme** gemäss Art. 8a StromVV und Art. 5 Abs. 1 HKSV. Die automatisierte Messung und Datenübertragung steigert die Effizienz im Vollzug, indem künftig alle Prozessabläufe von der Produktion, über Datenplattformen bei den Verteilnetzbetreibern bis zur Ausstellung der Herkunftsnachweise (inkl. Vergütungen) durch die Vollzugsstelle durchgängig digitalisiert werden können. Zu diesem Zweck müssen allerdings möglichst rasch und ausnahmslos alle Produktionsanlagen mit derartigen Messsystemen ausgerüstet sein.

Von diesen Verbesserungen, Prozessautomatisierungen und Vereinfachungen profitieren in gleichem Masse auch die Produzenten (Anlagenbetreiber), Verteilnetzbetreiber, Bilanzgruppen und Stromhändler. Verbessert werden dadurch die Vollerfassung (Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung) sowie die gesetzlichen Vergütungssysteme, insbesondere diejenigen mit periodisch wiederkehrenden Vergütungen während vieler Jahre (KEV, MKF, EVS).

- b. Wir begrüßen die Einführung von **Kontrollen** gemäss Art.105 EnFV, welche die Strafbestimmungen gemäss Art. 70 EnG sinnvoll ergänzen. Bei sämtlichen Vergütungen aus dem Netzzuschlag (EnG-Fonds) soll deren Rechtmässigkeit zweifelsfrei erwiesen sein, oder ggf. mittels Stichproben oder bei Verdacht erhärtet werden können.

- c. Das Schweizerische Herkunftsnachweissystem und die **Herkunftsnachweise** (HKN) sollten sich nach den internationalen Normen (EECS Rules) richten und diese umsetzen, d.h. erfüllen. Herkunftsnachweise werden in vielen europäischen Ländern ausgestellt, verwendet und gehandelt. Die Schweiz ist dank ihrem HKN-System und der Vollerfassung eine Vorreiterin in Bezug auf Vollständigkeit und Transparenz. Alle grossen Strom produzierenden Anlagen sind mit ihrer gesamten Produktion im HKN-System Schweiz erfasst. Die HKN bilden die Grundlage für die Stromkennzeichnung.

Wir begrüßen, dass künftig **nur HKN für die Stromkennzeichnung zugelassen** sind, bzw. dass alle vorhandenen HKN dazu verwendet werden müssen. "Unliebsame" HKN einfach verfallen zu lassen, ist nicht mehr zulässig. Dadurch wird der Graustromanteil komplett eliminiert. Das HKN-System führt damit zu mehr Transparenz und Vertrauen in den Strommarkt, insbesondere bei den Endverbrauchern.

- d. Wir begrüßen, dass die Bedeutung der Herkunftsnachweise weiter gestärkt wird. Herkunftsnachweise sind bereits heute die unerlässliche Basis für die Förderung von erneuerbaren Energien, d.h. für den Vollzug der KEV und MKF. Die Produktionsmengen und Förderbeträge sämtlicher Anlagen werden im HKN-System verwaltet. Das HKN-System eignet sich aber auch als zentrales Tool (Datenbank) für alle denkbaren Förder- oder Lenkungssysteme der Zukunft. Deshalb soll das **HKN-System der Schweiz zur zentralen Datenbank** ausgebaut werden.

- e. Wir beantragen, die **Übergangsbestimmungen zur Stromkennzeichnung** (Art. 80 EnV) unverändert zu belassen. Insbesondere sollen keine anderen Nachweise als die Herkunftsnachweise (gemäss HKSV) und allfällige Ersatznachweise (gemäss erläuterndem Bericht, Abs. 2.1) für die Stromkennzeichnungen (Art. 4, HKSV) verwendet werden dürfen. Im HKN-System von Swissgrid wurden bisher grundsätzlich und in Absprache mit dem BFE, keine Lieferverträge abgebildet. Dies soll auch weiterhin so bleiben, womit auch langfristig bestehende Lieferverträge künftig kein Ersatz für Herkunftsnachweise sein können.

- f. Bei Zusammenschlüssen vieler kleiner Produzenten und Eigenverbraucher nach Art. 17 Abs. 1 EnG ist sicherzustellen, dass die HKN-Vorschriften eingehalten werden. Insbesondere wäre es zum Erhalt der internationalen Kompatibilität **nicht zulässig, ein einziges HKN-Konto für alle** zusammengesetzten **Produzenten und Eigenverbraucher einzurichten**. Ebenso wäre es unzulässig, aufgrund der Heterogenität eines Zusammenschlusses einfach auf die erforderlichen Angaben auf den HKN zu verzichten, was z.B. die Förderung der Anlagen oder den Technologie-Code betrifft.
- g. Wir beantragen die **Vereinfachung der Vergütungssysteme und Tarifabstufungen**, welche unseres Erachtens zu kompliziert sind. Für die Antragsteller und Anlagenbetreiber sind die mannigfaltigen Differenzierungen unübersichtlich und unverständlich. Bei allen mit dem Vollzug beauftragten Stellen und auch Gerichtsinstanzen führt dies unvermeidlich zu deutlichem Mehraufwand und zusätzlichen Kosten. Deshalb fordern wir eine Vereinfachung des Systems und die konsequente Reduktion von Tarifabstufungen und Differenzierungen.

Vom ursprünglichen Konzept der KEV, wonach sich die Vergütungstarife einfach gruppieren lassen und an Referenzanlagen anlehnen, entfernt man sich immer mehr. Es gibt stattdessen immer mehr Varianten, Optionen, Unterscheidungen und Klassifizierungen. So zum Beispiel in der EnFV: Es gibt sehr viele Unterscheidungen (z.B. in Art. 7), Optionen (z.B. diverse Boni für Biomasse- und Wasserkraftanlagen), Ausnahmen von Bestimmungen (z.B. bei kleinen Wasserkraftanlagen in Art. 10), Tarifabstufungen (z.B. bei PV in Anhang 1.2), mehrere Referenz-Marktpreise (Art. 16), Wahlrechte, jährliche Überprüfungen, rückwirkende Anpassungen und dergleichen.

- h. In der Energieförderverordnung Art. 108 Abs. 1 (Übergangsbestimmungen zu Photovoltaikanlagen) ist eine Bestimmung enthalten, welche im Vollzug nur mit grösstem Aufwand umsetzbar wäre. Anlagen, welche vor Inkraftsetzung des neuen Energiegesetzes gebaut wurden, eine Einmalvergütung erhalten haben und schon über 30 kW hinaus erweitert worden sind, erhalten für diese Erweiterung keine Vergütung. Aus Sicht des Vollzugs ist es äusserst schwierig zu verfolgen, wer wann die Anlage in wie vielen Etappen erweitert hat. Der Aufwand wäre im Vollzug sehr gross, wenn selektiv Anlagen für einzelne Erweiterungen keine Vergütung erhalten würden, für Erweiterungen ab 2018 dann hingegen wieder schon. Wir beantragen deshalb die Streichung dieser Bestimmung, so dass alle PV-Anlagen für ihre Erweiterungen bis zum 31.12.2017 nach bisherigem Recht vergütet werden.

Energieverordnung (EnV)

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 5 Technische Anforderungen und Verfahren</p> <p>² Es [UVEK] orientiert sich dabei an internationalen Normen, insbesondere an denjenigen der Europäischen Union.</p>	<p>Art. 5 Technische Anforderungen und Verfahren</p> <p>² <u>Das UVEK und die Vollzugsstelle orientieren sich dabei an internationalen Normen, insbesondere an denjenigen der Europäischen Union und der AIB (Association of Issuing Bodies).</u></p>	<p>Text von Art. 5 Abs. 2 ergänzen</p> <p>Einbezug der Vollzugsstelle als gesetzlich definierter "Competent Body" der Schweiz.</p> <p>Gemäss Art. 63 EnG und Art. 7 HKSv ist die Vollzugsstelle zuständig für die Herkunftsnachweise. Ziel ist es, die internationale Kompatibilität der HKN sicherzustellen. Dazu braucht es Kompetenzen bei der Vollzugsstelle.</p>
<p>Art. 19 Verhältnis zum Netzbetreiber</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>Art. 19 Verhältnis zum Netzbetreiber</p> <p>⁵ Wer die Möglichkeit des Eigenverbrauchs in Anspruch nimmt, hat dem Netzbetreiber <u>und der Vollzugsstelle dies zu melden und die Menge der vor Ort produzierten und verbrauchten Elektrizität vierteljährlich mitzuteilen.</u></p>	<p>Text von Art. 19 Abs. 5 ergänzen</p> <p>Die Vollzugsstelle muss zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufträge diese Informationen ebenfalls erhalten.</p>
<p>Art. 37 Erhebung</p> <p>¹ Der Netzzuschlag beträgt 2,3 Rappen/kWh.</p>	<p>Art. 37 Erhebung</p> <p>¹ Der Netzzuschlag beträgt 2,3 Rappen/kWh <u>und wird unverzüglich ab Inkraftsetzung des Gesetzes erhoben.</u></p>	<p>Text von Art. 37 Abs. 1 ergänzen</p> <p>Es soll klargestellt werden, dass der maximale Zuschlag von 2,3 Rp./kWh bereits im 2018 erhoben werden kann. Andernfalls drohen Verzögerungen in der Förderung.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 70 Internationale Zusammenarbeit</p>	<p>Art. 70 Internationale Zusammenarbeit</p> <p>³ <u>Die Vollzugsstelle ist für die Ausstellung, den Handel und die Verwendung der Herkunftsnachweise zuständig (Art. 9 und 63 EnG). Sie ist der "Competent Body" für die Schweiz und vertritt diese bei der Zusammenarbeit mit den entsprechenden Partnerbehörden auf internationaler Ebene (z.B. AIB Association of Issuing Bodies).</u></p>	<p>Text von Art. 70 mit einem neuen Abs. 3 ergänzen</p> <p>Die Vollzugsstelle soll in Bezug auf HKN die Schweiz im internationalen Kontext vertreten dürfen.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 74 Budgetantrag</p> <p>¹ Die Vollzugsstelle budgetiert die voraussichtlichen Vollzugskosten und -einnahmen für jedes Kalenderjahr.</p> <p>² Der Budgetierung liegt ein Leistungskatalog zugrunde; die Vollzugsstelle erstellt ihn nach Vorgaben des BFE.</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Personalkosten; b. Betriebskosten, aufgeteilt nach folgenden Unterpositionen: <ul style="list-style-type: none"> 1. Kosten für temporäre Arbeitskräfte, 2. Material, 3. Fremdleistungen, 4. Aus- und Weiterbildungskosten, 5. Reisekosten und Spesenauslagen; 6. Abschreibungen; 7. Erträge; c. geplanten Investitionen <p>⁴ Der Budgetantrag für das folgende Kalenderjahr ist dem BFE jeweils bis zum 30. September zur Genehmigung vorzulegen.</p>	<p>Art. 74 Budget</p> <p>¹ Die Vollzugsstelle budgetiert die voraussichtlichen Vollzugskosten und -einnahmen für jedes Kalenderjahr.</p> <p>² Der Budgetierung liegt ein Leistungskatalog zugrunde; die Vollzugsstelle erstellt ihn <u>auf Basis der jeweils bis zum 30. Juni vom BFE zugestellten Fördervorgaben und der weiteren Aufgaben (wie Behandlung Neuanmeldungen, Erteilung von Auskünften, Durchführung von Kontrollen).</u></p> <p>³ Das Budget ist so zu erstellen, dass die geplante Mittelverwendung nachvollziehbar ist. <u>Das BFE kann zur Struktur Vorgaben erlassen.</u></p> <p>⁴ Der Budgetantrag und der Leistungskatalog für das folgende Kalenderjahr ist dem BFE jeweils bis zum <u>31. Oktober</u> zur Genehmigung vorzulegen. <u>Verweigert das BFE die Genehmigung des Budgets, legt es das Budget vor Jahresende durch Verfügung fest.</u></p> <p>⁵ <u>Ändern sich die Fördervorgaben vor Jahresende gegenüber den Vorgaben nach Art. 74 Absatz 2 erheblich, so wird ein provisorischer Leistungsauftrag festgelegt. Die Vollzugsstelle legt dem BFE bis zum 15. März des Folgejahres ein angepasstes Budget vor.</u></p> <p>⁶ <u>Ändern sich die Fördervorgaben unterjährig gegenüber dem genehmigten Leistungskatalog erheblich, so kann die Vollzugsstelle beim BFE eine Anpassung von Budget und Leistungskatalog beantragen.</u></p>	<p>Text von Art. 74 integral ersetzen</p> <p>Abs. 1: Beim Budget der Vollzugsstelle geht es in erster Linie um die Kosten. "Einnahmen" werden vom BFE zugewiesen.</p> <p>Abs. 2: Das Budget wird auf Basis der provisorischen Fördervorgaben erstellt.</p> <p>Abs. 3: Der Detaillierungsgrad des Budgets soll nicht in der Verordnung festgelegt sein.</p> <p>Abs. 4: Die Verschiebung des Datums wurde mit dem BFE besprochen. Die Ergänzung basiert auf dem bisherigen Art. 75 Abs. 2.</p> <p>Abs. 5 und 6: Greifen den bisherigen Art. 75 Abs. 3 auf und sind gemäss Aussagen des BFE notwendig, da nach dem 30. Juni bis Mitte Oktober mit Änderungen an den Fördervorgaben zu rechnen ist.</p> <p>Die vorgeschlagenen Änderungen zu den Artikeln 74-76 wurden unter anderem an der Sitzung vom 27. März 2017 (Vertreter seitens BFE: H.-P. Binder; S. Iseli; N. Lörtscher; F. Rutschmann; R. Steiger) und vom 20. April 2017 besprochen (Vertreter seitens BFE: N. Lörtscher, J. Perret) und werden zudem an der Telefonkonferenz vom 17. Mai 2017 besprochen werden (Vertreter seitens BFE: D. Büchel, F. Rutschmann, S. Iseli, H.-P. Binder).</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<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. 75</p> <p>(-)</p>	<p>Text von Art. 75 ersatzlos streichen</p> <p>Abs. 1: Der Austausch mit dem BFE findet vorgängig zur Genehmigung statt.</p> <p>Abs. 2: Das Budget und der zugrunde liegende Leistungskatalog werden genehmigt; es braucht darüber hinaus keinen formellen Leistungsauftrag.</p> <p>Abs. 3: Siehe neue Art. 74 Abs. 5 und 6</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. 76 Abrechnung der Vollzugskosten</p> <p>¹ Die Vollzugsstelle legt dem BFE die Abrechnung der tatsächlichen Vollzugskosten eines Kalenderjahres jeweils bis zum <u>30. April</u> des folgenden Kalenderjahres zur Genehmigung vor.</p> <p>² <u>Bei Einhaltung des genehmigten Budgets (zuzüglich allenfalls 5 Prozent und unter Berücksichtigung allfälliger Anpassungen aufgrund geänderter Fördervorgaben) erteilt das BFE die Genehmigung der Abrechnung.</u></p> <p>³ Sind die genehmigten <u>tatsächlichen</u> Vollzugskosten höher als <u>die genehmigten budgetierten Vollzugskosten</u>, so veranlasst das BFE, dass der Vollzugsstelle der Differenzbetrag aus dem Netzzuschlagsfonds überwiesen wird; sind sie tiefer, so legt die Vollzugsstelle den Differenzbetrag <u>unverzüglich</u> in den Netzzuschlagsfonds ein.</p>	<p>Text von Art. 76 Abs. 1 ändern, neuen Abs. 2 einfügen und Abs. 3 ergänzen und ändern</p> <p>Abs. 1: Vorverschiebung des Datums wurde mit BFE besprochen.</p> <p>Abs. 2 (neu): Mit diesem zusätzlichen Absatz soll die ex-ante Regulierung betont werden und damit das Risiko einer Unterbilanz der Vollzugsstelle minimiert werden. Dies soll eine relativ tiefe Eigenmittelquote der Vollzugsstelle ermöglichen, was im Interesse von Swissgrid und BFE ist.</p> <p>Abs. 3: Präzisierung der Formulierung unter Bezugnahme auf Abs. 1. Der Begriff "unverzüglich" ist unpräzise und unnötig.</p>

Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 1 Herkunftsnachweis</p> <p>² Der Herkunftsnachweis umfasst insbesondere: ...</p>	<p>Art. 1 Herkunftsnachweis</p> <p>² Der Herkunftsnachweis umfasst insbesondere: ... h. <u>Angaben zu den durch die Stromproduktion direkt verursachten Emissionen an CO₂ sowie der Menge anfallender radioaktiver Abfälle.</u></p>	<p>Text von Art. 1 Abs. 2 ergänzen</p> <p>Auf allen HKN nach internationalem EECS-Standard werden diese Werte zu den CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfällen je produzierter Stromeinheit (pro MWh) systematisch aufgeführt. Auch in der Schweiz sollten diese Werte angegeben werden. Dadurch bleiben die HKN der Schweiz international kompatibel.</p>
<p>Art. 5 Übermittlung von Produktionsdaten</p> <p>² Ist eine automatisierte Übermittlung nicht möglich, so können die Daten durch die Betreiberin der Messstelle, sofern diese von der Produzentin oder vom Produzenten rechtlich entflochten ist, oder durch die Auditorin oder den Auditor über das Herkunftsnachweis-Portal der Vollzugsstelle übermittelt werden. .</p>	<p>Art. 5 Übermittlung von Produktionsdaten</p> <p>² (streichen)</p>	<p>Text von Art. 5 Abs. 2 streichen</p> <p>Die Datenerfassung und Übermittlung soll automatisch erfolgen. Dies reduziert die Fehleranfälligkeit und steigert die Effizienz. Von Ausnahmen ist abzusehen, stattdessen Art. 8a StromVV mit intelligenten Messungen möglichst rasch umzusetzen.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 6 Bestimmung der produzierten Elektrizitätsmenge beim Einsatz von Pumpen</p> <p>¹ Setzt eine Wasserkraftanlage Pumpen ein, um Wasser für die spätere Elektrizitätserzeugung zur Verfügung zu stellen, so ist bei der Berechnung der produzierten Elektrizitätsmenge die für den Pumpbetrieb aufgewendete Elektrizitätsmenge mit einem Wirkungsgrad von 83 Prozent zu multiplizieren und das Ergebnis von der eingespeisten Elektrizitätsmenge abzuziehen. Allfällige negative Resultate aus der Vorperiode müssen zusätzlich abgezogen werden.</p> <p>² Ist der Wirkungsgrad im Jahresdurchschnitt geringer als 83 Prozent, so kann der Produzent bei der Vollzugsstelle die Verwendung eines tieferen Wirkungsgrades beantragen. Dazu muss er den tieferen Wert mit einer von unabhängiger Stelle durchgeführten Studie nachweisen. Der Wert muss so hoch angesetzt sein, dass bei der Erfassung der Herkunftsnachweise in jedem Fall nur diejenige Elektrizitätsmenge berücksichtigt wird, die auf die natürlichen Zuflüsse zurückzuführen ist.</p>	<p>Art. 6 Bestimmung der produzierten Elektrizitätsmenge beim Einsatz von Pumpen</p> <p>¹ Setzt eine Wasserkraftanlage Pumpen ein, um Wasser für die spätere Elektrizitätserzeugung zur Verfügung zu stellen, so ist bei der Berechnung der produzierten Elektrizitätsmenge die für den Pumpbetrieb aufgewendete Elektrizitätsmenge <u>mit dem vom BFE definierten Wirkungsgrad</u> zu multiplizieren und das Ergebnis von der eingespeisten Elektrizitätsmenge abzuziehen. Allfällige negative Resultate aus der Vorperiode müssen zusätzlich abgezogen werden.</p> <p>² Ist der Wirkungsgrad im Jahresdurchschnitt geringer <u>als der vom BFE definierte Wert</u>, so kann der Produzent bei der Vollzugsstelle die Verwendung eines tieferen Wirkungsgrades beantragen. Dazu muss er den tieferen Wert mit einer von unabhängiger Stelle durchgeführten Studie nachweisen. Der Wert muss so hoch angesetzt sein, dass bei der Erfassung der Herkunftsnachweise in jedem Fall nur diejenige Elektrizitätsmenge berücksichtigt wird, die auf die natürlichen Zuflüsse zurückzuführen ist.</p>	<p>Text von Art. 6 Abs. 1 und Abs. 2 ändern</p> <p>Ziel: Korrektur bei der Definition des Wirkungsgrades.</p> <p>Das BFE überprüft den Wirkungsgrad periodisch und passt diesen an. Ziel muss es sein, dass sich der verwendete Wirkungsgrad nach dem aktuellen Stand der Technik richtet, oder sogar nach "Best Practice". Jede fixe Vorgabe, hier 83 Prozent, ist zu statisch und birgt die Gefahr, dass den tatsächlichen Gegebenheiten nicht genügend Rechnung getragen wird.</p>
<p>Art. 7 Aufgaben der Vollzugsstelle</p> <p>³ Sie überwacht die Weitergabe der von ihr erfassten Herkunftsnachweise in der Schweiz.</p>	<p>Art. 7 Aufgaben der Vollzugsstelle</p> <p>³ Sie überwacht die Weitergabe der von ihr erfassten Herkunftsnachweise in der Schweiz, <u>sowie den Export und Import von Herkunftsnachweisen mit anderen europäischen Ausstellerbehörden.</u></p>	<p>Text von Art. 7 Abs. 3 ergänzen</p> <p>Der internationale Handel ist eine Kernaufgabe des HKN-Systems seit seiner Einführung im Jahr 2006.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
Art. 7 Aufgaben der Vollzugsstelle ⁶ Sie führt alle Tätigkeiten kostengünstig und transparent durch. Das BFE überwacht und kontrolliert diese Tätigkeiten und genehmigt jährlich die Gebührenhöhe. Die Vollzugsstelle stellt dem BFE alle dafür notwendigen Unterlagen und Informationen zur Verfügung.	Art. 7 Aufgaben der Vollzugsstelle ⁶ Sie führt alle Tätigkeiten kostengünstig und transparent durch. Das BFE überwacht und kontrolliert diese Tätigkeiten und genehmigt jährlich die Gebührenhöhe. Die Vollzugsstelle stellt dem BFE alle dafür notwendigen Unterlagen und Informationen zur Verfügung.	Art. 7 Abs. 6 ändern Die Begriffe "kostengünstig" und "transparent" sind konturenlos. Transparenz und Kostenbewusstsein sind für die Vollzugsstelle selbstverständlich. Das BFE als Aufsichtsstelle übt die Kontrolle darüber aus.

Hinweis zu Art. 5 Absatz 1: Übermittlung der Produktionsdaten:

Wir begrüßen, dass alle Produktionsdaten automatisiert an die Vollzugsstelle übertragen werden müssen. Hierzu muss entweder eine klassische Lastgangmessung installiert sein oder ein neues intelligentes Messsystem nach Art. 8a StromVV. Dies gilt auf jeden Fall für alle Anlagen grösser 30 kW. Diese Vorschrift sollte vorzugsweise zeitnah auf sämtliche Produktionsanlagen ausgeweitet werden, auch solche kleiner 30 kW. Von Ausnahmen ist grundsätzlich abzusehen.

Hinweis zu Anhang 1 / Anforderungen an die Stromkennzeichnung:

Ziffer 1.3: *"..., so kann die Vollzugsstelle entsprechende Ersatznachweise erfassen. Dazu muss bei der Vollzugsstelle eine Bestätigung des Produzenten eingereicht werden, die bescheinigt, dass die Herkunft der entsprechenden Elektrizitätsmenge niemand anderem zugeteilt wird."*

Für die Umsetzung dieser neuen Bestimmung braucht es klarere Vorgaben. Welche Basis ist Voraussetzung für die Ausstellung eines **Ersatznachweises**? Wie wird der Ersatznachweis erfasst und übertragen? Wie kann der Import-Strom kontrolliert werden? Wenn Strom von der Börse gekauft wird, ist nicht a priori klar, wer der Produzent ist. Wir bitten das BFE, in dieser Frage zeitnah und in enger Zusammenarbeit mit der Vollzugsstelle die dafür notwendigen Bestimmungen (Richtlinien) auszuarbeiten.

Energieförderverordnung (EnFV)

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 2 Begriffe</p> <p>In dieser Verordnung bedeuten:</p> <p>a. <i>Hybridanlage</i>: Anlage, die mehrere erneuerbare Energieträger zur Elektrizitätsproduktion nutzt;</p>	<p>Art. 2 Begriffe</p> <p>In dieser Verordnung bedeuten:</p> <p>a. <i>Hybridanlage</i>: Anlage, die erneuerbare Energieträger zur Elektrizitätsproduktion nutzt;</p>	<p>Definition überprüfen</p> <p>Bisher lautete die Definition, dass bei Hybridanlagen sowohl erneuerbare als auch fossile Energieträger eingesetzt werden können. Die Vergütung erfolgte selbstverständlich nur für den erneuerbaren Stromanteil.</p> <p>Gemäss neuem Verordnungstext wären teil-fossile Feuerungen folglich komplett von Förderungen ausgeschlossen, also auch falls z.B. Stützheizungen eingesetzt werden. Ist diese Praxisänderung im Vollzug so gewollt?</p>
<p>Art. 6 Betriebsdaten</p> <p>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>Art. 6 Betriebsdaten</p> <p>² Der Betreiber einer Anlage, für die er eine Einmalvergütung oder einen Investitionsbeitrag erhalten hat, hat dem BFE <u>und der Vollzugsstelle</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>Text von Art. 6 Abs. 2 ändern</p> <p>Für jede Art von Anlage sollte auch der Vollzugsstelle Einsicht gewährt werden müssen.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 7 Kategorien von Photovoltaikanlagen</p> <p>¹ Die Photovoltaikanlagen werden in folgende Kategorien unterteilt:</p> <p>a. integrierte Anlagen; b. angebaute oder freistehende Anlagen.</p> <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. 7 Kategorien von Photovoltaikanlagen</p> <p>¹ <u>Bei Photovoltaikanlagen gibt es nur angebaute oder freistehende Anlagen.</u></p> <p>² (streichen)</p> <p>Alternativ: Abs. 2 integral ersetzen durch:</p> <p>² Integrierte Anlagen sind Anlagen, <u>die neben der Elektrizitätsproduktion zusätzlich technisch so installiert sind, dass sie die Funktion der Gebäudehülle vollwertig ersetzen.</u></p>	<p>Text von Art. 7 Abs. 1 ersetzen und Abs. 2 ersatzlos streichen</p> <p>Die Unterscheidung zwischen angebauten und integrierten Anlagen bereitet im Vollzug enorme Probleme, weshalb auf diese Unterscheidung zu verzichten ist.</p> <p>Alternativ sei die Definition für integrierte Anlagen so zu konkretisieren, dass keine Missverständnisse entstehen können.</p>
<p>Art. 8 Grosse und kleine Photovoltaikanlagen</p> <p>¹ Als grosse Photovoltaikanlagen gelten Anlagen mit einer Leistung ab 100 kW.</p>	<p>Art. 8 Grosse und kleine Photovoltaikanlagen</p> <p>¹ Als grosse Photovoltaikanlagen gelten Anlagen mit einer Leistung <u>von mehr als 100 kW.</u></p>	<p>Text von Art. 8 Abs. 1 ändern</p> <p>Diese Änderung dient lediglich der Verdeutlichung, dass Anlagen von exakt 100 kW als kleine Anlagen gelten.</p> <p>Anlagen mit exakt 100 kW erhalten demnach die KLEIV. Dadurch ist die Berechnung der Vergütung klarer und einfacher.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<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; c. Nebennutzungsanlagen wie Wasserwasserkraftanlagen, Kraftwerke im Zusammenhang mit Beschneigungsanlagen oder der Nutzung von Tunnelwasser; 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>Art. 10 Ausnahmen von der Untergrenze bei Wasserkraftanlagen</p> <p>¹ 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; c. Nebennutzungsanlagen wie Wasserwasserkraftanlagen, Kraftwerke im Zusammenhang mit Beschneigungsanlagen oder der Nutzung von Tunnelwasser; 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>² <u>Alle weiteren Anlagentypen werden durch das BFE kategorisiert.</u></p>	<p>Text von Art. 10 ändern</p> <p>Im Vollzug ist die Unterscheidung der Kraftwerke, welche dieser Ausnahmebestimmung unterstellt sind schwierig. Insbesondere lit. b und d sind für die Vollzugsstelle nicht einfach zu kategorisieren, weshalb eine Vorgabe des BFE, mindestens aber eine Rücksprache mit dem BFE, notwendig sein wird.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<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>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 <u>inklusive des</u> 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, <u>wobei die Erheblichkeit in den Anhängen 1.1-1.5 pro Technologie festgelegt wird.</u> 	<p>Text von Art. 25 Abs. 1 lit. b ergänzen</p> <p>Die Ergänzung von Abs. 1 lit. b dient der Verdeutlichung des Systems der Einspeisevergütung.</p> <p>Text von Art. 25 Abs. 2 lit. c ergänzen</p> <p>Die Ergänzung von Abs. 2 lit. c soll verhindern, dass erneut Unsicherheiten bei Gesuchen betreffend die Standortverschiebung auftreten. Die zulässigen Grenzen für Verschiebungen sind technologiespezifisch festzulegen.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 31 Bilanzgruppe und Netzbetreiber</p> <p>¹ Trifft ein Betreiber, der zum Referenzmarktpreis 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>Art. 31 Bilanzgruppe und Netzbetreiber</p> <p>¹ Trifft ein Betreiber, der zum Referenzmarktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einer Bilanzgruppe, <u>so wird die Anlage der Bilanzgruppe zugeordnet, welche die Grundversorgung im entsprechenden Netzgebiet sicher stellt.</u></p> <p>² Die Bilanzgruppen melden der Vollzugsstelle die ihr zugeordneten <u>Anlagen</u>. Wechselt <u>eine Anlage</u> die Bilanzgruppe, so hat die neue Bilanzgruppe dies der Vollzugsstelle unverzüglich schriftlich mitzuteilen.</p> <p>³ <u>Wechselt eine Anlage die Bilanzgruppe, so hat die neue Bilanzgruppe dies der Vollzugsstelle einen Monat im Voraus schriftlich mitzuteilen (Art. 21 EnG).</u></p>	<p>Text von Art. 31 ändern</p> <p>Ein Netzbetreiber ist keiner Bilanzgruppe zugeordnet.</p> <p>Die Vollzugsstelle wird den Bilanzgruppen das Bewirtschaftungsentgelt auszahlen müssen. Da jedoch weder eine verlässliche Zuweisungsliste von Netzbetreibern zu Bilanzgruppen <i>erstellt</i> werden kann noch eine Meldung erfolgt, wenn ein Lieferant eine Bilanzgruppe wechselt, kann das Bewirtschaftungsentgelt in diesem konkreten Fall nicht entrichtet werden.</p> <p>Die Pflicht für die Meldung der Anlagen soll den Bilanzgruppen auferlegt werden, damit diese das Bewirtschaftungsentgelt nur bei entsprechender Meldung erhalten.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art 32 Nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen</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>Art 32 Nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen</p> <p>³ <u>Bei Photovoltaikanlagen berechnet sich die Vergütung nach dem nach Leistung gewichteten Mittelwert der bei der ersten Inbetriebnahme und der Inbetriebnahme der Erweiterung oder Erneuerung massgeblichen Vergütungssätze.</u></p>	<p>Text von Art. 32 Abs. 3 integral ersetzen</p> <p>Die Berechnung des Mischtarifs soll mit diesem Vorschlag verdeutlicht werden.</p> <p>Weitere Alternative zu Abs. 3</p> <p>³ <u>Der Vergütungssatz für Photovoltaikanlagen wird für den alten Anlageteil nach damals gültigem, für die erweiterte Anlage nach aktuellem Vergütungssatz proportional zu alter und neuer Leistung als Mischvergütungssatz berechnet.</u></p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 33 Folgen des Nichteinhaltens von Mindestanforderungen</p>	<p>Art. 33 Folgen des Nichteinhaltens von Mindestanforderungen</p> <p><u>⁶ Werden die Anforderungen an die erhebliche Erweiterung oder Erneuerung nach Artikel xxx während einem Kalenderjahr nicht eingehalten, so gilt Artikel 33 Abs. 1 und 2 sinngemäss.</u></p> <p><u>⁷ Liegen Gründe vor, für die der Produzent nicht einzustehen hat, sind aber Massnahmen möglich, damit die Anforderungen wieder eingehalten werden, so gilt Artikel 33 Absätze 3 - 5 sinngemäss.</u></p> <p><u>⁸ Liegen solche Gründe vor und sind keine Massnahmen zur Behebung möglich, so kann die Vollzugsstelle die Vergütung für eine angemessene Zeit weiterhin leisten; diese Zeit darf höchstens einen Fünftel der Vergütungsdauer betragen. Danach wird die Anlage für die Zeit, während der die Anforderungen nicht eingehalten werden, auf den Marktpreis gesetzt.</u></p>	<p>Text von Art. 33 ergänzen</p> <p>Die Ergänzungen entsprechen der heute gültigen und etablierten Rechtspraxis im Vollzug. Exakte Definitionen sind für sämtliche Technologien notwendig.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 34 Ausscheiden aus dem Einspeisevergütungssystem</p>	<p>Art. 34 Ausscheiden aus dem Einspeisevergütungssystem</p> <ul style="list-style-type: none"> b. die Mindestanforderungen ein Jahr nach Ablauf der nach Artikel 33 Absatz 4 <u>und 7</u> eingeräumten Frist nicht eingehalten werden; c. die Anforderungen an die erhebliche Erweiterung oder Erneuerung nach Artikel 3a Absatz 1 Buchstabe b oder Absatz 2 ab der Inbetriebnahme oder, wenn die Inbetriebnahme vor Erteilung des Bescheids erfolgt, ab Erteilung des Bescheids während mindestens zwei der ersten vier Kalenderjahre nicht eingehalten werden. 	<p>Text von Art. 34 ergänzen</p> <p>Wir empfehlen die Ergänzung dieses Artikels mit den Regelungen aus der heute gültigen und etablierten Rechtspraxis im Vollzug. Exakte Definitionen sind für sämtliche Technologien notwendig.</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. 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. <u>Erweiterungen von Anlagen schliessen eine Einmalvergütung und einen Investitionsbeitrag ebenfalls aus.</u></p>	<p>Text von Art. 35 ergänzen</p> <p>Die Ergänzung soll der Klärung dienen, dass bei Erweiterungen von Anlagen ebenfalls keine Investitionsbeiträge oder Einmalvergütung zugesprochen werden.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 38 Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge</p> <p>³ Die Einmalvergütung oder der Investitionsbeitrag kann zudem zurückgefordert werden, wenn die Bedingungen des Energiemarkts zu einer übermässigen Rentabilität führen.</p>	<p>Art. 38 Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge</p> <p>Absatz 3 streichen</p>	<p>Text von Art. 38 Abs. 3 ersatzlos streichen</p> <p>Die Gesetzesgrundlage dieser Bestimmung ist unseres Erachtens nicht gegeben.</p> <p>Die Begriffe "<i>übermässige Rentabilität</i>" und "<i>Bedingungen des Energiemarktes</i>" sind nicht ausreichend definiert.</p> <p>Es entsteht Asymmetrie bezüglich Risiken und Gewinnchancen, was für Investitionen in neue Produktionsanlagen nicht förderlich ist.</p>
<p>Art. 42 Berechnung der Einmalvergütung und Anpassung der Ansätze</p> <p>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.</p>	<p>Art. 42 Berechnung der Einmalvergütung und Anpassung der Ansätze</p> <p>³ Für grosse Anlagen <u>gemäss Art. 8 Abs. 1 EnFV</u>, 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.</p>	<p>Text von Art. 42 Abs. 3 ergänzen</p> <p>Dient der Verdeutlichung.</p>
<p>Art. 49 Inbetriebnahmefrist und Inbetriebnahmemeldung</p> <p>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. 49 Inbetriebnahmefrist und Inbetriebnahmemeldung</p> <p>⁶ Sie kann die Zusicherung nach Artikel 48 auch widerrufen, wenn ihr die Inbetriebnahme nicht spätestens <u>ein Monat</u> ab der Inbetriebnahme gemeldet wird.</p> <p>⁷ <u>Eine erneute Teilnahme an der Einmalvergütung ist ausgeschlossen.</u></p>	<p>Text in Art. 49 Abs. 6 ändern und einen neuen Abs. 7 einfügen</p> <p>Damit die Frist in Abs. 6 nicht der Herkunftsnachweisverordnung widerspricht, müsste sie ebenfalls 1 Monat sein.</p> <p>Zu Recht widerrufen Anlagen sollen nicht erneut einen Förderantrag stellen und dadurch trotzdem eine Einmalvergütung erhalten können.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 50 Definitive Festsetzung der Einmalvergütung</p> <p>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.</p>	<p>Art. 50 Definitive Festsetzung der Einmalvergütung</p> <p>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.</p>	<p>Text von Art. 50 Abs. 1 ändern (Satz 2 streichen)</p> <p>Es soll verhindert werden, dass Gesuche mit einer höheren Leistung als effektiv geplant eingereicht werden.</p>
<p>Art. 59 Inbetriebnahmemeldung</p> <p>¹ Nach der Inbetriebnahme ist dem BFE eine Inbetriebnahmemeldung einzureichen.</p>	<p>Art. 59 Inbetriebnahmemeldung</p> <p>¹ Nach der Inbetriebnahme ist dem BFE <u>und der Vollzugsstelle</u> eine Inbetriebnahmemeldung einzureichen.</p>	<p>Text von Art. 59 Abs. 1 ergänzen</p> <p>Die Beglaubigung ist für die Vollzugsstelle zur Umsetzung der HKN-Erfassungspflicht und zur Ausstellung von HKN wichtig.</p>
<p>Art. 81 Inbetriebnahmemeldung</p> <p>¹ Nach der Inbetriebnahme ist dem BFE eine Inbetriebnahmemeldung einzureichen.</p>	<p>Art. 81 Inbetriebnahmemeldung</p> <p>¹ Nach der Inbetriebnahme ist dem BFE <u>und der Vollzugsstelle</u> eine Inbetriebnahmemeldung einzureichen.</p>	<p>Text von Art. 81 Abs. 1 ergänzen</p> <p>Die Beglaubigung ist für die Vollzugsstelle zur Umsetzung der HKN-Erfassungspflicht und zur Ausstellung von HKN wichtig.</p>
<p>Art. 99 Verfahren beim BFE</p>	<p>Art. 99 Verfahren beim BFE</p> <p>⁵ <u>Die ECom gibt der Vollzugsstelle sämtliche für die Erhebung des Netzzuschlags notwendigen Daten weiter.</u></p>	<p>Text von Art. 99 mit einem neuen Abs. 5 ergänzen</p> <p>Die Ergänzung dient der effizienten und nachhaltigen Behebung der Inkasso-Differenzen. Im Rahmen der Netzzuschlagsberechnung ist die Vollzugsstelle bisher auf die SelbstdeklARATION durch die VNB angewiesen. Die ECom erhält dieselben Daten von den VNB. In der Vergangenheit sind Differenzen zu den sogenannten "ECom-Werten" festgestellt worden.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<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. 101 Auswertung</p> <p>¹ Das BFE <u>und die Vollzugsstelle werten</u> 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 <u>können sie</u> sämtliche im Gesuch, in allfälligen Projektfortschrittmeldungen und in der Inbetriebnahmemeldung gemachten Angaben verwenden.</p> <p>³ <u>Sie können</u> zudem die Menge der produzierten Elektrizität, die Höhe der bezahlten Förderbeiträge sowie die Höhe der Vollzugskosten für <u>ihre</u> Auswertungen verwenden.</p> <p>⁴ <u>Sie können</u> die Ergebnisse der Auswertungen publizieren.</p> <p>⁵ Die Vollzugsstelle stellt dem BFE die für die Auswertungen notwendigen Daten <u>bedarfsgerecht</u> oder auf Anfrage zur Verfügung.</p>	<p>Text von Art. 101 ergänzen</p> <p>Sowohl das BFE als auch die Vollzugsstelle müssen Anträge und Daten auswerten, überprüfen, kontrollieren etc. Beide müssen für ihre Zuständigkeit den Finanzbedarf für die Zukunft berechnen können.</p> <p>Es ist davon auszugehen, dass auch die Vollzugsstelle Angaben wie Cockpits, Warteliste etc. regelmässig veröffentlicht (quasi im Sinne einer Nachfolgeorganisation zur Stiftung KEV). Die Vollzugsstelle liefert dem BFE die Daten bedarfsgerecht oder auf Anfrage.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 103 Auskünfte</p> <p>³ Für individuelle Auskünfte sind die Bestimmungen über das Öffentlichkeitsprinzip und die Datenschutzbestimmungen für Bundesorgane anwendbar.</p>	<p>Art. 103 Auskünfte</p> <p>³ <u>Über Anlagen auf der Warteliste werden Dritten keine Auskünfte erteilt.</u></p> <p>⁴ Für individuelle Auskünfte sind die Bestimmungen über das Öffentlichkeitsprinzip und die Datenschutzbestimmungen für Bundesorgane anwendbar.</p>	<p>Text von Art. 103 mit einem neuen Abs. 3 ergänzen (den bestehenden Abs. 3 als Abs. 4 aufnehmen)</p> <p>Diese Ergänzung ist wichtig, um die Projekte auf der Warteliste zu schützen. Hier stehen meist betriebliche Geheimnisse und (Standort-) Strategien dahinter, die vor einer Einreichung eines Baugesuches möglichen Konkurrenten nicht bekannt werden dürfen.</p>
<p>Art. 105 Kontrollen und Massnahmen</p> <p>¹ Das BFE kontrolliert, ob die gesetzlichen Anforderungen eingehalten werden. Es kann zu diesem Zweck die erforderlichen Unterlagen und Informationen verlangen, Prüfungen veranlassen und Stichproben durchführen. Es verfolgt begründete Hinweise auf Unregelmässigkeiten.</p>	<p>Art. 105 Kontrollen und Massnahmen</p> <p>¹ Das BFE und die Vollzugsstelle kontrollieren, ob die gesetzlichen Anforderungen eingehalten werden. Sie können zu diesem Zweck die erforderlichen Unterlagen und Informationen verlangen, Prüfungen veranlassen und Stichproben durchführen. Sie verfolgen begründete Hinweise auf Unregelmässigkeiten.</p>	<p>Text von Art. 105 Abs. 1 ergänzen</p> <p>Kontrollen und Stichproben von Anlagen mit Vergütungen aus dem EnG-Fonds sind wichtig. Insbesondere bei den Kontrollen vor Ort (Audits) ist die Vollzugsstelle die ausführende Stelle.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Anhang 1.1, Ziff. 1.1 Anlagendefinition</p> <p>Eine Wasserkraftanlage ist eine selbstständige technische Einrichtung zur Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft, die das Potenzial einer Druckstufe nutzt.</p>	<p>Anhang 1.1, Ziff. 1.1 Anlagendefinition</p> <p>Eine Wasserkraftanlage ist eine selbstständige technische Einrichtung zur Erzeugung <u>von Strom aus Wasserkraft an einem bestimmten Standort. Dazu gehören insbesondere Stauanlage, Wasserfassung, Druckleitungen, Turbinen, Generatoren, für die Einspeisung notwendige Installationen, Steuerung. Mehrere Kleinstwasserkraftanlagen können denselben Einspeisepunkt nutzen, wenn die Anlagen Wasser aus getrennten Einzugsgebieten nutzen, unabhängig voneinander erstellt wurden und je selbstständig betrieben werden können.</u></p>	<p>Text von Anhang 1.1, Ziff. 1.1 integral ersetzen</p> <p>Es gibt auch Wasserkraftanlagen, welche das Potential mehrerer Druckstufen nutzen.</p>
<p>Anhang 1.1, Ziff. 2.4.1 Wasserbaubonus</p> <p>Dotierkraftwerke haben keinen Anspruch auf den Wasserbau-Bonus. Nebennutzungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 50 kW haben nur bis zur äquivalenten Leistung von 50 kW Anspruch auf den Wasserbau-Bonus.</p>	<p>Anhang 1.1, Ziff. 2.4.1 Wasserbaubonus</p> <p>Dotierkraftwerke haben keinen Anspruch auf den Wasserbau-Bonus. Nebennutzungsanlagen mit einer Leistung von mehr als <u>100 kW</u> haben nur bis zur äquivalenten Leistung von <u>100 kW</u> Anspruch auf den Wasserbau-Bonus, <u>für die höheren Leistungsklassen wird der anteilmässige Wasserbaubonus auf 0 Rp./kWh gesetzt.</u></p>	<p>Text von Anhang 1.1, Ziff. 2.4.1 ändern und ergänzen</p> <p>Da in Ziff. 2.4.2 die Leistungsklasse ≤ 50 kW aufgehoben wurde, muss konsequenterweise die Leistung, ab welcher Nebennutzungsanlagen keinen Anspruch mehr haben, auf 100 kW angehoben werden.</p> <p>Aus dem Verordnungstext geht nicht eindeutig hervor, wie der Wasserbaubonus bei Nebennutzungsanlagen zu berechnen ist. Mit dem vorgeschlagenen Teilsatz wird die Berechnungsmethode präzisiert.</p>
<p>Anhang 1.1, Ziff. 2.6 Teilzahlungen und Abrechnung</p>	<p>Anhang 1.1, Ziff. 2.6 Teilzahlungen und Abrechnung</p> <p><u>2.6.3 Der Vergütungssatz wird pro Kalenderjahr aufgrund der äquivalenten Leistung nach den Ziffern xxx festgelegt.</u></p>	<p>Text von Anhang 1.1, Ziff. 2.6 mit Ziff. 2.6.3 ergänzen</p> <p>Die bestehende Verordnung enthält die vorgeschlagene Ergänzung in Ziff. 2.6.3.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Anhang 1.1, Ziff. 5.1 Übergangsbestimmung</p> <p>Für Betreiber, die für ihre Anlage vor dem 1. Januar 2018 sowohl einen positiven Bescheid erhalten als auch die vollständige erste Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, gelten sowohl für die Vergütungsdauer wie auch für die Berechnung der Vergütung die zum Zeitpunkt der Einreichung der ersten Projektfortschrittmeldung massgebenden Bestimmungen.</p>	<p>Anhang 1.1, Ziff. 5.1 Übergangsbestimmung</p> <p>(ersatzlos streichen)</p>	<p>Text in Anhang 1.1 Ziff. 5.1 ersatzlos streichen</p> <p>Es gibt Anlagen, welche nach dem bisherigen Recht keine PFM 1 benötigen. Es ist fraglich, ob es sinnvoll ist, den Schutz der Vergütung von einer PFM 1 abhängig zu machen, wenn diese bisher gar nicht vorgesehen war.</p>
<p>Anhang 1.2 Ziff. 5.3 Kategorien</p> <p>5.3.1 Freistehende Anlagen sind Anlagen, die keine konstruktive Verbindung zu Bauten haben, beispielsweise in Gärten oder auf Brachland aufgeständerte Anlagen.</p>	<p>Anhang 1.2 Ziff. 5.3 Kategorien</p> <p>5.3.1 Freistehende Anlagen sind Anlagen, die keine konstruktive Verbindung zu Bauten haben. Beispielsweise in Gärten oder auf Brachland aufgeständerte Anlagen oder <u>auf einem mindestens zweiseitig offenen Unterstand für Autos (Carport) montierte Module.</u></p>	<p>Text von Anhang 1.2 Ziff. 5.3 ergänzen</p> <p>Die Handhabung von Carports ist bis heute nicht abschliessend geregelt.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Anhang 1.3 Ziff. 5.2.1 Projektfortschrittsmeldungen</p> <p>Bei Anlagen, die der Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegen, ist spätestens zwei Jahre nach der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 23) eine Projektfortschrittsmeldung einzureichen. Diese hat das vom Standortkanton genehmigte Pflichtenheft für den Umweltverträglichkeitsbericht zu enthalten.</p>	<p>Anhang 1.3 Ziff. 5.2.1 Projektfortschrittsmeldungen</p> <p>(ersatzlos streichen)</p>	<p>Text von Ziff. 5.2.1 ersatzlos streichen</p> <p>Einerseits gelten nach Ziff. 1 einzelne Windturbinen als Anlagen, andererseits wird ein UVB erst für Windparks verlangt (oder für Turbinen ab 5 MW). Dieser Widerspruch sollte aufgehoben werden.</p>
<p>Anhang 1.4 Ziff. 7.1 Übergangsbestimmungen</p> <p>Für Betreiber, die für ihre Anlage vor dem 1. Januar 2018 sowohl einen positiven Bescheid erhalten als auch die vollständige erste Projektfortschrittsmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, gilt eine Vergütungsdauer von 20 Jahren.</p>	<p>Anhang 1.4 Ziff. 7.1 Übergangsbestimmungen</p> <p>Für Betreiber, die für ihre Anlage vor dem 1. Januar 2018 sowohl einen positiven Bescheid erhalten <u>haben</u> als auch die vollständige erste Projektfortschrittsmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, gilt eine Vergütungsdauer von 20 Jahren.</p>	<p>Text in Anhang 1.4 Ziff. 7.1 ändern</p> <p>Für Geothermie Projekte ist keine PFM1 definiert.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Anhang 2.1 Ziff. 3 Gesuch für kleine Anlagen</p> <p>Das Gesuch für kleine Anlagen hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <p>a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort der Anlage einschliesslich der Angabe der Grundstücks- bzw. Parzellen-Nummer;</p>	<p>Anhang 2.1 Ziff. 3 Gesuch für kleine Anlagen</p> <p>Das Gesuch für kleine Anlagen hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <p>a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort der Anlage <u>einschliesslich dem Auszug aus dem Grundbuch für das Grundstück, auf dem sich die Anlage befindet.</u></p>	<p>Text in Anhang 2.1 Ziff. 3 ergänzen</p> <p>Mit dem Grundbuchauszug können in der Abwicklung erhebliche Abklärungskosten eingespart werden.</p>
<p>Anhang 2.1 Ziff. 4 Gesuch und Inbetriebnahmemeldung für grosse Anlagen</p> <p>4.1 Das Gesuch für grosse Anlagen hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <p>a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort der Anlage einschliesslich der Angabe der Grundstücks- bzw. Parzellen-Nummer;</p>	<p>Anhang 2.1 Ziff. 4 Gesuch und Inbetriebnahmemeldung für grosse Anlagen</p> <p>4.1 Das Gesuch für grosse Anlagen hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <p>a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort der Anlage <u>einschliesslich dem Auszug aus dem Grundbuch für das Grundstück, auf dem sich die Anlage befindet.</u></p>	<p>Text in Anhang 2.1 Ziff. 4 ergänzen</p> <p>Mit dem Grundbuchauszug können in der Abwicklung erhebliche Abklärungskosten eingespart werden.</p>

Hinweis zu Anhang 1.1:

Die Unterscheidung zwischen Kategorie 1 und Kategorie 2 wurde aufgehoben, jedoch soll diese gemäss Vorschlag des BFE bei bisherigen Bescheiden beibehalten werden. Dies führt zu Komplikationen im Vollzug. Nötig ist eine Übergangsbestimmungen, wie mit den "alten" Bescheiden zu verfahren ist, in welchen noch nach Kategorie 1 und 2 unterschieden wurde.

Hinweis zu Anhang 1.1, Ziff. 2.2 Grundvergütung:

Die Vergütungssätze werden für gleiche Perioden aus der Vergangenheit neu anders angesetzt als bisher. Dies ist für Antragsteller unverständlich und verkompliziert unnötig den Vollzug. Die bisherigen Regelungen sollten beibehalten werden. Wir beantragen die Überprüfung und Angleichung der Vergütungssätze an die bestehenden Werte.

Hinweis zu Anhang 1.2 Ziff. 5.2 Vergütungssatz:

Die Tarife stimmen nicht mit der bestehenden Verordnung überein. Weichen die Tarife voneinander ab, kommt dies einer rückwirkenden Tarifierhöhung gleich. Solche Anpassungen sind nicht im Einklang mit dem bisherigen Prinzip der Tarifierhebung im definitiven Bescheid.

Hinweis zum bisherigen Anhang 1.5:

Der bisherige Anhang 1.5 (Bestimmungen zu KVA, Schlammverbrennungs- und Kläranlagen) ist weggefallen. Anhang 1.5 sollte wieder aufgenommen werden.

Zudem wäre es hilfreich zu klären, ob es weiterhin eine jährliche Überprüfung / Anpassung der Vergütungssätze geben soll.

Hinweis zu Anhang 2.1 Ziff. 2 Ansätze für die Einmalvergütung:

Bei der Einmalvergütung gibt es weiterhin eine Unterscheidung nach Kategorien. Diese Unterscheidung bringt Schwierigkeiten beim Vollzug. Es ist unseres Erachtens nicht logisch, die Unterscheidung aufrecht zu halten.

Gebührenverordnung (GebV-En)

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 10 Gebühren im Bereich allgemeine Energie</p> <p>Das BFE und die Vollzugsstelle erheben Gebühren namentlich für:</p> <p>a. Auskünfte nach Artikel 103 Absatz 1 und 3 der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien;</p>	<p>Art. 10 Gebühren im Bereich allgemeine Energie</p> <p>Das BFE und die Vollzugsstelle erheben Gebühren <u>nach Aufwand</u> namentlich für:</p> <p>a. Auskünfte nach Artikel 103 Absatz 1 und 3 der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien;</p>	<p>Text von Art. 10 ergänzen</p> <p>In Art. 103 EnFV sind die Auskünfte an Personen bezüglich des Wartelistenplatzes ihrer Anlage, sowie Auskünfte an kantonale Fachstellen oder Gemeinden explizit genannt. Je nach Art der Anfrage ist der Aufwand zur Vorbereitung der angeforderten Daten aber sehr unterschiedlich. Es soll daher ein Preisblatt oder ein einheitlicher Stundensatz definiert werden.</p> <p>Zudem ist zu definieren, für welche Auskünfte und Hilfestellungen die Vollzugsstelle Gebühren einfordern kann. Dienstleistungen an Auditoren, Verteilnetzbetreiber etc. für Audit Services, Kundenauskünfte, Schulungen etc. lösen einen grossen Aufwand auf Seite der Vollzugsstelle aus.</p>
<p>Art. 14b Anhang 3 Gebühren durch die Vollzugsstelle (Gebührenrahmen im Bereich des Herkunftsnachweiswesens)</p> <p>1. Registrierung und Erfassung ... Erfassung der produzierten Elektrizitätsmenge (je nach Anlagentyp) max. 0.5 Franken pro Jahr</p>	<p>Art. 14b Anhang 3 Gebühren durch die Vollzugsstelle (Gebührenrahmen im Bereich des Herkunftsnachweiswesens)</p> <p>1. Registrierung und Erfassung ... Erfassung der produzierten Elektrizitätsmenge (je nach Anlagentyp) <u>max. 0.05 Franken pro MWh</u></p>	<p>Text in Art. 14b Anhang 3 korrigieren (Korrektur des Preises und der Einheit)</p> <p>Die Verrechnung von jährlich einmalig 50 Rappen ist unseres Erachtens nicht sinnvoll.</p>

Hinweis zu Art. 14b, Anhang 3, Gebühren durch die Vollzugsstelle (Gebührenrahmen im Bereich des Herkunftsnachweiswesens):

Es fehlen Bestimmungen in Bezug auf die **Mehrwertsteuerpflicht**. Unterliegen die Preise der Mehrwertsteuer?

Wir regen an, im Bereich der Herkunftsnachweise sämtliche in Anhang 3 genannten Abgaben von der Mehrwertsteuer zu befreien und einen expliziten Hinweis in die Verordnung aufzunehmen. Im Bereich des Netzzuschlages sind bereits entsprechende Bemühungen unter Beteiligung von BFE, EFD und Stiftung KEV im Gange, dass dieser Zuschlag ab 2018 nicht mehr der Mehrwertsteuer unterliegt. Eine gleichartige, einfache Behandlung aller Abgaben wäre daher angezeigt.

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 24 Bilanzgruppe für erneuerbare Energie</p> <p>Aufhebung der BG-EE auf den 1.1.2018</p>	<p>Art. 24 Bilanzgruppe für erneuerbare Energie</p> <p>Aufhebung der BG-EE auf den <u>1.1.2019</u></p> <p>(Anpassung sinngemäss auch anzuwenden auf Art. 24a und Art. 24b)</p>	<p>Erstreckung der Übergangsfrist um ein Jahr</p> <p>Es braucht mindestens 1 Jahr Übergangsfrist für die Auflösung der BG-EE. Ein geeignetes Stichdatum wäre daher beispielsweise der 1.1.2019.</p> <p>Der Prozess zur Aufhebung der BG-EE braucht bei den VNB und Swissgrid länger als nur ein paar Monate.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 31e Übergangsbestimmung zur Änderung vom XX.XX.XXXX</p> <p>¹ Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx bereits installierte Messeinrichtungen, die den Anforderungen nach Artikel 8a nicht entsprechen, dürfen längstens während sieben Jahren nach dem Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx verwendet werden. Innerhalb dieser Übergangsfrist bestimmt der Netzbetreiber, wann er eine solche Messeinrichtung mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a ausstatten will. Unabhängig davon sind Endverbraucher mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a auszustatten, wenn sie von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, und Erzeuger, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen.</p>	<p>Art. 31e Übergangsbestimmung zur Änderung vom XX.XX.XXXX</p> <p>¹ Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx bereits installierte Messeinrichtungen, die den Anforderungen nach Artikel 8a nicht entsprechen, dürfen längstens während sieben Jahren nach dem Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx verwendet werden. Innerhalb dieser Übergangsfrist bestimmt der Netzbetreiber, wann er eine solche Messeinrichtung mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a ausstatten will. Unabhängig davon sind Endverbraucher mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a auszustatten, wenn sie von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, und Erzeuger, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen.</p> <p><u>Für alle Produzenten, welche am Einspeisevergütungssystem oder an der Direktvermarktung teilnehmen, oder die auf der Basis der bisherigen Gesetzgebung eine periodisch wiederkehrende Vergütung über mehrere Jahre erhalten (Mehrkostenfinanzierung, Kostendeckende Einspeisevergütung) gilt eine Übergangsfrist von 2 Jahren, bis ein intelligentes Messsystem installiert sein muss.</u></p>	<p>Text von Art. 31e Abs. 1 ergänzen</p> <p>Ziel: Verkürzung der Übergangsfristen zur Installation von intelligenten Messsystemen für Anlagen mit KEV, MKF und EVS-Vergütungen</p> <p>Um für die Vergütungsprozesse maximal mögliche Effizienz zu erreichen, muss bei der Abwicklung dieser wiederkehrenden Vergütungen die gesamte Kette von der Produktionsanlage bis zur Auszahlung der Vergütung komplett geschlossen werden. Bisher sind noch immer Systembrüche bei der Datenerfassung und -meldung zu verzeichnen. Einige Meldungen erfolgen immer noch manuell. Das führt zu unnötigen Fehlern und zeitlichen Verzögerungen.</p> <p>Die heutige IT-Technologie erlaubt Abhilfe, indem der ganze Weg von der Messeinrichtung bis zur Vollzugsstelle automatisiert wird. Dies ist anzustreben. Die Systeme sind bereits heute für die komplette Automatisierung vorbereitet. Mit der weiteren Digitalisierung wird auch das HKN-IT-System von Grund auf erneuert. Deshalb sollen auch möglichst rasch alle Messungen entsprechend automatisiert sein.</p>

Hinweis zum Wegfall von Art. 8 Absatz 5 StromVV:

Der bisherige Verordnungstext lautet: *"Alle Endverbraucher, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, sowie Erzeuger mit einer Anschlussleistung über 30 kVA müssen mit einer Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung ausgestattet sein. ..."*

In der neuen StromVV ist Artikel 8 Absatz 5 aufgehoben. Dies soll aber nicht zur Konsequenz haben, dass dadurch die Verpflichtung sämtlicher Produktionsanlagen über 30 kW zur Installation von automatischen Produktionsdatenerfassungen und Übertragungen entfällt. Dass neue, grosse Produktionsanlagen ohne automatische Datenübertragung installiert werden dürften, wäre ein erheblicher Rückschritt im Bereich Herkunftsnachweise und Vergütungssysteme. Dies würde die laufenden, grossen Bemühungen um höchste Effizienz durch Automatisierung und Digitalisierung unterlaufen.

Alle bestehenden und neuen Produktionsanlagen über 30 kW sollten entweder mit einer klassischen Lastgangmessung mit automatischer Datenübertragung, oder einem intelligenten Messsystem nach Art. 8a StromVV ausgestattet sein. Dies entspricht unserem Verständnis der Übergangsbestimmungen (Art. 31e Abs. 1 der neuen StromVV).

Wir danken für Ihre Aufmerksamkeit und bitten Sie, unsere Stellungnahme zu berücksichtigen. Für allfällige Rückfragen und Präzisierungen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Stiftung KEV
c/o Swissgrid AG



Adrian Bult
Präsident des Stiftungsrates KEV



René Burkhard
Geschäftsführer

Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050: Vernehmlassung zu den Änderungen auf Verordnungsstufe

Stellungnahme

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Reduktion der Vergütungsdauer von 20 auf 15 Jahre

Anhang 1.3 Windenergieanlagen im Einspeisevergütungssystem,

Art. 4 Vergütungsdauer:

Die Vergütungsdauer beträgt 15 Jahre.

Die Verordnung sieht eine Reduktion der Vergütungsdauer von 20 auf neu 15 Jahre vor, lässt aber die Vergütungshöhe unverändert. Demgegenüber sind die Kosten für Windenergieprojekte durch die teilweise deutlich gestiegenen Anforderungen betreffend Artenschutz, Flugsicherheit, etc. in den letzten Jahren eher gestiegen als gesunken. Die vorgesehene Verkürzung der Vergütungsdauer würde daher die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, welche für die Planung entscheidend sind, deutlich verändern. Diese Veränderung müsste durch die Ausweisung von Standorten mit höherem Windaufkommen kompensiert werden. Eine Überarbeitung der Planungsgrundlagen würde die Entwicklung der Windenergie in der Schweiz um rund 10 Jahre zurückwerfen.

Nach unserer Einschätzung wäre ein grosser Anteil der von den Kantonen bisher ausgewiesenen Standorte mit der vorgesehenen Regelung nicht mehr realisierbar. Die Regelung gefährdet deshalb die notwendige Planungssicherheit und vernichtet Projektentwicklungskosten in der Höhe von mehreren Dutzend Millionen Franken. Es ist zudem sehr fraglich, ob bei den Projektentwicklern weiterhin die Bereitschaft bestünde, in die Entwicklung neuer Standorte zu investieren.

Zudem sei erwähnt, dass die Banken bei der Kreditvergabe die Laufzeiten geringer halten, wie die finanzielle Basis. Eine Verkürzung der Vergütungsdauer müsste daher zu einer kürzeren Abschreibungszeit führen, was die Gestehungskosten zusätzlich erhöhen würde.

Antrag:

Wir beantragen die Vergütungsdauer unverändert bei 20 Jahren zu belassen oder falls dies nicht möglich sein sollte, das Vergütungssystem (Vergütungssätze, Referenzstandort) zu überprüfen.

Übergangsbestimmungen:

Anhang 1.3, Windenergieanlagen im Einspeisevergütungssystem, Übergangsbestimmungen:
Art. 6 Übergangsbestimmungen:

6.1: Für Betreiber, die für ihre Anlage vor dem 1. Januar 2018 sowohl einen positiven Bescheid erhalten als auch die vollständige erste Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, gilt eine Vergütungsdauer von 20 Jahren.

Die erste Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht bedingt ein vom Standortkanton genehmigtes Pflichtenheft für den Umweltverträglichkeitsbericht. Für die Mehrheit der Windenergieprojekte dürfte es unmöglich sein, bis zum 1. Januar 2018 ein genehmigtes Pflichtenheft vorzulegen, obwohl diese Projekte bereits seit mehreren Jahren vorangetrieben werden. Die Gründe dafür sind nicht zuletzt beim Bund zu suchen. Erstens liegen nach wie vor keine definiten Empfehlungen zur Durchführung der Umweltverträglichkeitsprüfung vor. Dies ist aber zwingend notwendig, damit die erarbeiteten Grundlagen auch im Falle einer Beschwerde vor Gericht Bestand haben. Zweitens beansprucht die vorgelagerte Erarbeitung und Genehmigung der kantonalen Richtpläne in der Regel mehrere Jahre Zeit. Alleine die Genehmigung durch den Bund hat in einigen Fällen über 2 Jahre beansprucht.

Erwähnt sei weiter, dass einige Kantone keine Genehmigung des Pflichtenheftes ermöglichen, sondern direkt den fertigen Umweltverträglichkeitsbericht beurteilen.

Zu berücksichtigen ist zudem, dass eine überwiegende Mehrheit der Windenergieprojekte mit positivem Entscheid noch den ursprünglichen Regelungen mit nur einer einzigen Fortschrittmeldung (Baubewilligung) untersteht. Diese Projekte würden mit der vorgesehenen Regelung gegenüber später angemeldeten Projekten benachteiligt, was wohl kaum im Sinne des Gesetzes ist.

Antrag:

Art 6.1 ist wie folgt zu ändern:

6.1: Für Betreiber, die für ihre Anlage vor dem 1. Januar 2020 sowohl einen positiven Bescheid erhalten als auch die Bedingungen der ersten Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht erfüllen, gilt eine Vergütungsdauer von 20 Jahren.

Abbau der Warteliste (Art. 21)

Die Windenergie ist als einzige Technologie vollständig auf das Vergütungssystem angewiesen (keine Einmalvergütung oder Investitionsbeiträge und keine Möglichkeit von Eigenverbrauchsregelung zu profitieren). Für die Windenergie besteht daher gemäss EnG Art. 38 ab 2024 keine Förderung mehr, während alle übrigen Technologien bis 2031 gefördert werden können. Dies ist speziell problematisch, da Windenergie mit zwei Dritteln der Stromproduktion im Winterhalbjahr für die Versorgungssicherheit von besonderer Bedeutung ist und weil die Projekte angesichts der langen Planungs- und Bewilligungsverfahren auf stabile Rahmenbedingungen angewiesen sind.

Antrag 1:

Beim Abbau der Warteliste in Art. 21 ist diesem Umstand Rechnung zu tragen. Wir beantragen deshalb den Absatz 3 wie folgt zu ändern:

3 Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:

a. Windenergieanlagen, für die die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde, entsprechend dem Einreichdatum dieser Meldung,

b. Anlagen, für die die Inbetriebnahmemeldung oder die Projektfortschrittmeldung beziehungsweise, bei Kleinwasserkraftanlagen die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde: entsprechend dem Einreichdatum dieser Meldung,

c. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs.

Aktuell verfügen über 500 bei der KEV angemeldete Windenergieanlagen über einen positiven Bescheid. Wir stellen jedoch fest, dass in einigen Regionen durch neue Restriktionen (u.a. betreffend Flugsicherheit) die kantonalen Planungen überarbeitet worden sind oder aktuell noch überarbeitet werden. D.h. die Kantone haben teilweise andere Standorte in die Richtplanung aufgenommen oder sind dabei dies noch zu tun. Dadurch besteht in einigen Kantonen nur eine sehr beschränkte Übereinstimmung zwischen der kantonalen Planung und den positiven KEV-Bescheiden. Einige obsolet gewordene Projekte verfügen über positive Bescheide, während sich aussichtsreiche Standorte auf der Warteliste befinden. Eine Bereinigung in Zusammenarbeit mit den Kantonen würde es erlauben, die Warteliste abzubauen und die Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds besser zu bewirtschaften. Suisse Eole ist als Branchenverband bereit hier konstruktiv mitzuwirken.

Antrag 2:

Wir beantragen daher die positiven KEV-Bescheide in Zusammenarbeit mit den Kantonen zu überprüfen. Dabei soll auch ermöglicht werden, positive Bescheide innerhalb der Kantone zu übertragen, um damit auf Änderungen der Richtplanung zu reagieren. Entsprechend müsste die Möglichkeit vorgesehen werden, in diesem Fall von Art. 25 abs. 2 c abzuweichen („Die Vollzugsstelle weist das Gesuch um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ab, wenn der Standort der Anlage gegenüber dem Antrag erheblich abweicht.“).

Referenz-Marktpreis (Art. 16)

In Art. 16 wird vorgesehen, dass der Referenz-Marktpreis dem Durchschnitt der Preise in einem Vierteljahr entsprechen soll. Für die Versorgungssicherheit der Schweiz stellt in Zukunft insbesondere das Winterhalbjahr eine besondere Herausforderung dar, da Wasserkraft und Photovoltaik, welche in Zukunft die wichtigsten Energieträger zur Elektrizitätserzeugung sein werden, mehrheitlich im Sommer anfallen (siehe dazu auch Newsletter 3/ 2017 der EICom).

Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, schlagen wir vor, den Referenz-Marktpreis entsprechend dem jährlichen Durchschnitt zu bilden. Anlagen, welche mehr im Winterhalbjahr produzieren, können dadurch einen Erlös auf dem Markt erzielen, welcher über dem Referenz-Marktpreis liegt.

Antrag:

Art. 16 Abs. 2 ist wie folgt zu ändern:

Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus den übrigen Technologien entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem ganzen Jahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden.

Energieverordnung (EnV)

Guichet Unique (Art. 7)

Wir begrüssen es sehr, den Guichet Unique beim BFE anzusiedeln (Abs. 1). Hier ist die notwendige Fachkompetenz für die teilweise sehr komplexen Sachverhalte vorhanden.

Gemäss erläuterndem Bericht handelt es sich beim „Guichet Unique“ nicht um eine Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes. Es gehört somit nicht zur Aufgabe des BFE, eine konsolidierte Stellungnahme des Bundes bzw. einen konzentrierten Entscheid zu fällen. Genau dies wäre aber notwendig, um die Bewilligungsverfahren zu beschleunigen, was der eigentliche Sinn von Art. 14 ist. Entsprechend ist im Energiegesetz vorgesehen, dass „der Bundesrat eine Verwaltungseinheit bezeichnet, die für die Koordination dieser Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren sorgt.“ (Art. 14 Abs. 4) und dass „der Bund zur Unterstützung der Kantone methodische Grundlagen erarbeitet und die Gesamtsicht, Einheitlichkeit und Koordination sicher stellt“ (Art. 11 Abs. 1).

Antrag:

Art. 7 Absatz 1 ist wie folgt zu ergänzen:

Für die Koordination der Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren nach Artikel 14 Absatz 4 EnG ist bei Windkraftanlagen das Bundesamt für Energie (BFE) zuständig. Das BFE fungiert als Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes vom 21. März 1997 (RVOG).

Nationales Interesse (Art. 9).

Der in Art. 9 vorgesehene Grenzwert für das nationale Interesse von Windenergieanlagen von 10 GWh ist aus mehreren Gründen wichtig und deshalb sehr zu begrüssen. Insbesondere ist das nationale Interesse für Windenergieprojekte essentiell, weil auch bereits geringe Beeinträchtigungen von Schutzinteressen regelmässig zu Beschwerden führen, sodass die Interessensabwägung schlussendlich vor Gericht überprüft wird. Wir unterstützen den Wert von 10 GWh aus folgenden Überlegungen:

Erstens ist der Wert aus unserer Sicht so festzulegen, dass die Erreichung der nationalen Zielsetzungen damit wirksam unterstützt wird. Das heisst, dass Projekte, welche eine Grössenordnung erreichen, die zur Zielerreichung wesentlich ist, in nationalem Interesse liegen sollen. Es liegt in der Natur der erneuerbaren Energien, dass der Beitrag eines einzelnen Projektes eher gering bleibt. Deshalb kann nicht der Beitrag des einzelnen Projektes als wesentlich angesehen werden, sondern der Beitrag der entsprechenden Grössenkategorie. Der Wert von 10 GWh stellt die Kohärenz zu den kantonalen Planungen sicher, welche i.d.R. gleichlautende oder entsprechende Bedingungen für die Bezeichnung der Standorte in der Richtplanung verwenden. Mit 10 GWh erhält die überwiegende Mehrheit der von den Kantonen ausgeschiedenen Standorte ein nationales Interesse. Aus heutiger Sicht ist es für die Erreichung der nationalen Ziele notwendig, dass möglichst alle von den Kantonen in den Richtplänen ausgeschiedenen Standorte realisiert werden können.

Zweitens wird mit dem Wert von 10 GWh insgesamt eine optimale Lösung zwischen Energieerzeugung und Landschafts-/ Naturschutzinteressen unterstützt. Es ist Aufgabe der kantonalen Richtplanung, Standorte für die Windenergie so auszuscheiden, dass insgesamt ein Optimum zwischen Energieerzeugung und Landschafts-/ Naturschutzinteressen erreicht wird. Würde von diesen Standorten aber nur ein Teil ein nationales Interesse erhalten, so würde dadurch das erwähnte Optimum nur noch bedingt unterstützt. Es wäre zudem schwierig zu kommunizieren, wieso die von den Kantonen gewählte Lösung durch das nationale Interesse in zwei Kategorien geteilt würde (Standorte mit/ ohne nationales Interesse).

Drittens würde ein höherer Grenzwert zu einer Konzentration auf den westschweizer Jura führen, was sich erfahrungsgemäss negativ auf die Akzeptanz auswirkt. Die Standorte in der übrigen Schweiz weisen in der Regel ein geringeres Produktionspotenzial auf, als die Standorte im westschweizer Jura. Ein Grenzwert von 20 GWh oder mehr würde die Entwicklung in diesen Regionen hemmen.

Viertens erhöhen sich die Realisierungschancen auch für Standorte mit grossem Potenzial, wenn diese in mehreren Etappen realisiert werden. Dies hat sich insbesondere auf dem Mont Crosin als sehr erfolgreich erwiesen. Mit Ausnahme des Standorts Peuchapatte lag bisher die 1. Realisierungsetappe an sämtlichen Schweizer Standorten unter 10 GWh. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass Gegner der Nutzung der Windenergie versuchen, bereits die erste Etappe durch Einsprachen/ Beschwerden in Frage zu stellen. Umso wichtiger ist deshalb, dass das nationale Interesse bereits für die erste Etappe erreicht wird.

Aufgrund der vorgenannten Punkte gehen wir schliesslich davon aus, dass mit einem höheren Grenzwert die Ziele der Energiestrategie kaum zu erreichen sind.

Antrag:

Unterstützung des Art. 9 wie bestehend.

Geschäftsführer
Leiter Research

Dr. Christian Zeyer
christian.zeyer@swisscleantech.ch

T +41 58 580 0832
M +41 79 606 2146

[swisscleantech](http://swisscleantech.ch) | Reitergasse 11 | 8004 Zürich

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Zürich, 5. Mai 2017

Verordnungen Energiestrategie 2050 1. Massnahmenpaket (Vernehmlassung)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit dem Schreiben vom 1. Februar 2017 wurde swisscleantech eingeladen, zu den Änderungen von neun Verordnungen im Rahmen der Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für die Möglichkeit der Stellungnahme.

I Allgemeine Beurteilung

swisscleantech unterstützt die Umsetzung des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 und der damit verbundenen Verordnungsänderungen im Grundsatz. Aus Sicht von swisscleantech ist das totalrevidierte Energiegesetz gegenüber dem geltenden Energiegesetz aus den folgenden Gründen vorteilhafter:

Das neue Energiegesetz

- bringt gegenüber dem geltenden Gesetz eine marktorientiertere Förderung der neuen erneuerbaren Energien. Die Produzenten müssen sich am Marktrisiko beteiligen.
- bringt gegenüber dem geltenden Gesetz eine erste Möglichkeit, die Wasserkraft als Rückgrat unserer klimaneutralen Stromproduktion bei schwierigen Marktbedingungen gezielt zu stützen.
- bringt gegenüber dem geltenden Gesetz eine Verstärkung der Förderung der Energieeffizienz in den Bereichen der Motorfahrzeuge, Geräte und Gebäude.
- bringt gegenüber dem geltenden Gesetz einen schrittweisen und sicheren Ausstieg aus der Kernkraft.
- schafft in verschiedenen Bereichen, namentlich dem Eigenverbrauch oder beim nationalen Interesse Klarheit und es werden Abläufe vereinfacht.

Die Änderungen auf Verordnungsstufe betreffen - ohne die Verordnungsänderungen im Zusammenhang mit den steuerlichen Massnahmen - neun Verordnungen. Die Umsetzung der verschiedenen mit den Verordnungen verbundenen Aufgaben (Herkunftsnachweis, Förderungen, Investitionsbeiträge etc.) erscheint uns für alle Beteiligten (Gesuchsteller, Branche und Bund) sehr aufwändig zu sein. Da die Verordnungsänderungen vor allem die administrativen Aufgaben

regeln, ohne eine energetische Wirkung im Sinne der Energiestrategie zu erzielen, sollte die Umsetzung ohne zusätzliche Bundesstellen erreicht werden. Daher beantragen wir nochmals intensiv zu prüfen, wo Vereinfachungen möglich und sinnvoll sind.

In der folgenden Stellungnahme werden die für swisscleantech relevanten Verordnungsartikel der Reihe nach kommentiert. Aus Sicht von swisscleantech stehen jedoch fünf Themen im Vordergrund:

- Nationales Interesse (EnV)
- Eigenverbrauch; Ort der Produktion (EnV)
- Rückvergütungstarife (EnV)
- Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (StromVV)
- Intelligente Messsysteme (StromVV)

II Totalrevision der Energieversorgung (EnV)

Art. 7 Guichet Unique (Art. 7)

Wir würden es begrüßen, wenn die Verordnung bezüglich Guichet Unique präziser abgefasst würde (Abs. 1). Wir empfehlen, den Guichet Unique beim BFE anzusiedeln. Hier ist die notwendige Fachkompetenz für die teilweise sehr komplexen Sachverhalte vorhanden.

Gemäss erläuterndem Bericht handle es sich beim Guichet Unique nicht um eine Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes. Es gehöre somit nicht zur Aufgabe des BFE, eine konsolidierte Stellungnahme des Bundes, bzw. einen konzentrierten Entscheid zu fällen. Genau dies wäre aber notwendig, um die Bewilligungsverfahren zu beschleunigen, was der eigentliche Sinn von Art. 14 ist. Entsprechend ist im Energiegesetz vorgesehen, dass der Bundesrat eine Verwaltungseinheit bezeichnet, die für die Koordination dieser Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren sorgt. (Art. 14 Abs. 4) und dass „der Bund zur Unterstützung der Kantone methodische Grundlagen erarbeitet und die Gesamtsicht, Einheitlichkeit und Koordination sicher stellt“ (Art. 11 Abs. 1).

Antrag:

Art. 7 Absatz 1 ist wie folgt zu ergänzen:

Für die Koordination der Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren nach Artikel 14 Absatz 4 EnG ist bei Windkraftanlagen das Bundesamt für Energie (BFE) zuständig. Das BFE fungiert als Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes vom 21. März 1997 (RVOG).

Abänderung nationales Interesse:

Es ist wichtig, dass die Güterabwägung zwischen Umweltqualität und Energieproduktion optimal erfolgt. Die verschiedenen Technologien haben unterschiedliche Umweltauswirkungen. Gleichzeitig ist die Dringlichkeit der Ausweitung der Produktionskapazitäten sehr unterschiedlich. Speicherkraft hat eine wichtigere Bedeutung als die dargebotsorientierte Produktion, welche wiederum besonders nachgefragt ist im Winter.

Die PV ist eine Technologie mit geringen externen Kosten, die auch unproblematisch ausgebaut werden kann, die aber im Mittelland im Winter nur 30% der Produktion leistet und ausserdem auf kurzzeitige Speicher angewiesen ist. Bezüglich Saisonalität weist sie eine ähnliche Produktionscharakteristik wie Kleinwasserkraftwerke in den Bergen auf, ist jedoch bereits heute deutlich günstiger.

Windkraft auf der anderen Seite produziert im Winterhalbjahr die grösseren Energiemengen als im Sommer.

Das nationale Interesse muss auf diese Überlegungen Rücksicht nehmen und an Winterproduktion und Speicherkapazität gemessen werden. Die aktuelle Formulierung nimmt zwar auf die Speicherkapazität Rücksicht, nicht aber auf die Saisonalität.

Wir empfehlen daher Artikel 8 und 9 neu zu formulieren.

2. Abschnitt: Nationales Interesse

Art. 8 Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse

1 Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:

- a. eine mittlere erwartete Produktion von mindestens 20 GWh **im Winterhalbjahr** verfügen; oder*
- b. eine mittlere erwartete Produktion **im Winterhalbjahr** von mindestens 10 GWh und über mindestens 800 Stunden Stauinhalt bei Volleistung verfügen.*

2 Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung:

- a. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh erreichen; oder*
- b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 5 GWh erreichen und über mindestens 400 Stunden Stauinhalt bei Volleistung verfügen.*

Anmerkung: Auch in Abs 2 könnte Saisonalität zur Anwendung kommen. Hier hat die Forderung aber weniger Priorität, da bei einem Ausbau die Umweltauswirkungen, bei Einhaltung der GschG, kleiner sind.

*3 Liegt bei neuen Wasserkraftanlagen die erwartete Produktion **im Winterhalbjahr** zwischen 10 und 20 GWh und bei bestehenden zwischen 5 und 10 GWh pro Jahr, so reduziert sich die Anforderung an den Stauinhalt linear.*

*4 Pumpspeicherkraftwerke sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine installierte Leistung von mindestens 100 MW verfügen, **welche ganzjährig zur Verfügung steht.***

Art. 9 Windkraftanlagen von nationalem Interesse

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.

*2 Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von mindestens 5 GWh **im Winterhalbjahr** verfügen.*

*3 Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 5 GWh **im Winterhalbjahr** erreichen.*

Ein höherer Grenzwert würde dazu führen, dass insbesondere Anlagen im Westschweizer Jura bevorzugt würden. Dies wäre nicht nur aus Netzsicht unerwünscht, es wirkt sich auch negativ auf die Akzeptanz aus.

Ein Grenzwert von 10 GWh Winterproduktion oder mehr würde die Entwicklung in der Zentral-, Nord- und Ostschweiz, deren Standorte in der Regel ein geringeres Produktionspotenzial aufweisen, hemmen.

Die Realisierungschancen erhöhen sich auch für Standorte mit grossem Potenzial, wenn diese in mehreren Etappen realisiert werden. Dies hat sich insbesondere auf dem Mont Crosin als sehr erfolgreich erwiesen. Besteht das nationale Interesse bereits für die erste Etappe, kann eine konsistent finanzierbare Projektentwicklung gewährleistet werden. Besteht es nicht, ist zu befürchten, dass Gegner eine erste Etappe eines grösseren Windparks durch Einsprachen blockieren.

Wir empfehlen, auch ein nationales Interesse für PV-Anlagen zu definieren, wobei für swisscleantech wiederum die Winterproduktion im Vordergrund steht. Diese beträgt in den Alpen zum Teil bis zu

50% der Jahresproduktion und ist somit eine hilfreiche Unterstützung der Winterproduktion. Viele geeignete Produktionsstätten, die z.T. schon technisch beeinträchtigt sind (z.B. durch Lawinerverbauungen), sind innerhalb von BLN-Gebieten. Auch hier muss eine Güterabwägung geschehen.

Art. 9a Photovoltaikanlagen von nationalem Interesse

Neue Photovoltaikanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von mindestens 1 GWh im Winterhalbjahr verfügen.

Hinweis zu Art 13 Vergütung

Art. 13 Abs. 1

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.*

Es gilt darauf hinzuweisen, dass durch die sehr unterschiedlichen Kostenstrukturen zum Teil sehr unterschiedliche Rückliefertarife entstehen. Aus einer übergeordneten Sicht ist dies nicht unbedingt wünschenswert. Energielieferanten, die keine eigene Produktion haben, erhalten so die Möglichkeit, tiefere Rückliefertarife zu verfügen. Als Folge davon ergibt sich eine Entsolidarisierung, weil in diesen Netzgebieten eine tiefere Entschädigung für Eigentümer von Solaranlagen resultiert. Folglich wird in diesen Regionen der Ausbau gebremst – unabhängig davon, ob die Region für Solaranlagen geeignet ist oder nicht.

Abänderung Art. 15 Ort der Produktion

Abschnitt: Eigenverbrauch

Art. 15 Ort der Produktion

*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. **Falls damit der Aufbau von Parallelnetzen verhindert werden kann, treten Netzbetreiber Teile des Netzes an die Eigenverbrauchsgemeinschaft ab. Diese entschädigen durch Übernahme des Restwertes.***

Begründung:

Diese Lösung entspricht dem Zweckartikel 1 des Energiegesetzes, wonach eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sichergestellt werden muss. Parallelnetze sind zu vermeiden, vorhandene Netze sind technisch und wirtschaftlich optimal zu nutzen. Durch den Besitz des Netzes kann ein Netzbetreiber den sinnvollen Zusammenschluss zum Beispiel in EFH-Quartieren blockieren und beschafft sich dadurch ein Monopol.

Hinweis zu Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Grundsätzlich ist swisscleantech der Meinung, dass die Hürden für Eigenverbrauchs-Gemeinschaften möglichst tief sein sollten. Wenn jedoch eine grosse Anzahl von Konsumenten über die Gründung von Eigenverbrauchsgemeinschaften in den Liberalisierten Markt wechseln, führt dies zu einem gewissen Grad zu einer Entsolidarisierung. Dies kann kompensiert werden, indem die Anforderung an die Menge der Eigenproduktion erhöht wird.

Wir empfehlen daher einen entsprechenden Passus aufzunehmen:

«Ist eine Mehrheit der Kunden, gemessen am Energiebedarf, Teil der nicht liberalisierten Grundversorgung, darf die Eigenverbrauchsgemeinschaft nur dann in den liberalisierten Strommarkt wechseln, wenn der Anteil der Eigenproduktion mindestens 20% beträgt.»

Im Gegenzug empfehlen wir, die Minimalgrenze auf 10 % des Stromverbrauchs festzulegen.

Hinweis zu Art 19 Verhältnis zum Netzbetreiber

Wer eine Eigenverbrauchsgemeinschaft einrichtet, orientiert sich an der Laufzeit der von ihm getätigten Investitionen. Eine dreimonatige Frist zur Anmeldung einer Eigenverbrauchsgemeinschaft scheint daher relativ kurz – zumal von den Verteilnetzbetreibern eine längere Frist als optimal erachtet wird. swisscleantech erscheint eine Frist von sechs Monaten angebracht.

Art. 19 Abs. 4 ergänzen (Kostenverteilung konkretisieren):

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. Sämtliche Kosten, die dadurch beim Netzbetreiber anfallen, hat die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zu tragen.

III Revision Verordnung über die Stromversorgung (StromVV)

Präzisierung Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch

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.

Es muss klar definiert werden, was konkret mit „unverhältnismässige Massnahmen für den sicheren Netzbetrieb“ gemeint ist. Andernfalls ergibt sich eine recht willkürlich Ausgangslage.

Abänderung Art. 8 Messwesen und Informationsprozesse

Art. 8 Abs. 3, 3bis und 5

3 Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei die Messdaten und Informationen zur Verfügung, die notwendig sind für:

- a. den Netzbetrieb;*
- b. das Bilanzmanagement;*
- c. die Energielieferung;*
- d. die Anlastung der Kosten;*
- e. die Berechnung der Netznutzungsentgelte; und*
- f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem Energiegesetz vom 30. September 2016 (EnG) und der Energieverordnung vom 1. Januar 2018 (EnV).*
- g. die **Echtzeit-Verbrauchersteuerung durch Endverbraucher***

3bis Sie dürfen die Leistungen nach Absatz 3 den Bezüglern nicht zusätzlich zum Netznutzungsentgelt in Rechnung stellen. Werden Leistungen nach Absatz 3 von Dritten erbracht, so müssen sie diese angemessen entschädigen.

Abänderung Art. 8a und Art. 31e, Intelligente Messsysteme

swisscleantech unterstützt den Vorschlag zur Einführung intelligenter Messsysteme. Allerdings ist aus der Sicht von swisscleantech nicht in jedem Fall die Umrüstung gleich prioritär. Wir schlagen vor, die Frist auf 25 Jahre zu verlängern, jedoch die Umrüstung der Zähler prioritär dort vornehmen zu lassen, wo effektiv steuerbare Lasten vorhanden sind. Diese Umrüstung sollte dafür innerhalb von fünf Jahren umgesetzt werden. Ebenfalls sollten neue Eigenverbrauchsgemeinschaften von Anfang an mit einem Smartmeter versehen werden.

Ausserdem gilt es zu unterscheiden zwischen der Ausstattung der Zähler und dem effektiven Gebrauch. So macht es zum Beispiel Sinn, wenn die Zähler, welche in Einfamilienhäuser eingebaut werden, über die volle Funktionalität verfügen, jedoch macht es keinen Sinn, Fähigkeiten, wie zum Beispiel die Blindleistungsmessung, auch zu kalibrieren und einzusetzen. Wir empfehlen daher einen Passus wie folgt einzusetzen.

Antrag:

Art 8a Abs 4: über Einsatz und Nutzung der Funktionalitäten entscheidet der Netzbetreiber. Verbraucher können/dürfen? eine Erweiterung der Funktionalitäten verlangen, soweit diese den obigen Mindestanforderungen entsprechen.

Art. 31e Meldung und Prüfung des Gesuchs durch die kantonalen Behörden

Sämtliche Zähler mit regelbaren Leistungen von mehr als 5 kW Leistung (Vorschlag, geeignete Grösse mit Netzbetreibern zu vereinbaren) sind innerhalb von fünf Jahren, sämtliche anderen Zähler innerhalb von 25 Jahren auszutauschen. Werden neue Eigenverbrauchsgemeinschaften gegründet, müssen diese mit einem Zähler gemäss Art 8 ausgerüstet werden.

Abänderung Art. 18 Netznutzungstarife

Der Wechsel der Bezugsgrösse von der Anschlussleistung der Anlage zur Anschlussleistung des Endverbrauchers ist grundsätzlich richtig. Eine nicht gerechtfertigte Sonderbehandlung der Eigenverbraucher wird damit verhindert.

Die Anschlussleistung von 15 kVA ist jedoch viel zu tief gewählt. Dies entspräche einer Sicherung von 21,7 A. Typische Haussicherungen bei bestehenden EFH haben meist 40 Ampère, was einer Anschlussleistung von 27,7 kVA entspricht ($A \times 400V \times \sqrt{3}$). Wir beantragen eine Grenze von 40 kVA, bis zu der nur eine Kundengruppe zulässig ist.

Wir begrüssen explizit folgende Regelungen:

- Wie bisher 70%, nicht-degressiver Arbeitstarif, neu gilt der Grundsatz auch für Endverbraucher, die eine Leistungsmessung haben.
- Für höhere Anschlussleistung oder Produktionsanlagen über 15 kVA (resp. einer höheren Grenze, siehe oben): Auch hier 70% nicht-degressiver Arbeitstarif, sofern auf Spannungsebene <1 kV angeschlossen.
- Der Netzbetreiber kann allen Endverbrauchern auf Spannungsebene <1 kV als Alternative zur Basisoption (70% Arbeitstarif) neue Netzprodukte (z.B. einfache Leistungstarife) anbieten.
- Der Einsatz intelligenter Steuerungen ist per se kein ausreichender Grund für eine separate Kundengruppe.

IV Revision Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 15 Direktvermarktung

Art. 15 Abs. 2

Im Sinne der Rechtssicherheit ist es stossend, bestehende Anlagen zu zwingen, in die Selbstvermarktung zu wechseln. Wir hinterfragen deshalb diesen Passus und empfehlen ihn zu streichen.

Art 21 Abbau der Wartelisten

Art. 21 Abs. 2 Varianten

Für den Ausbau der Warteliste ziehen wir die aktuell vorgeschlagene Variante A vor. Die Variante B würde dazu führen, dass Personen, die in Treu und Glauben auf die Verlässlichkeit der Institutionen investiert haben, plötzlich mit erheblichen Folgekosten und unrentablen Investitionen konfrontiert sind. Im Vergleich dazu ist der Schaden, welcher dadurch entsteht, dass ein potentieller Investor eine Anlage nicht in der geplanten Art realisieren kann, sehr klein.

Des Weiteren schlagen wir vor, dass auch bei der Windenergie in geeigneter Weise der Projektfortschritt zu einer Privilegierung führt. Anderenfalls steht zu befürchten, dass Anlagen aufgrund von Behinderungen die Realisierung von weiter fortgeschrittenen Anlagen blockieren.

Die Windenergie ist als einzige Technologie vollständig auf das Vergütungssystem angewiesen (keine Einmalvergütung oder Investitionsbeiträge und keine Möglichkeit von Eigenverbrauchsregelung zu profitieren).

Wir haben deshalb für Art. 21 den folgenden Antrag formuliert:

Antrag 1:

Beim Abbau der Warteliste in Art.21 ist diesem Umstand Rechnung zu tragen. Wir beantragen deshalb für Absatz 3 wie folgt zu ändern:

3 Die Anlagen auf der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien werden in folgender Reihenfolge berücksichtigt:

a. Windenergieanlagen, für die die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde, entsprechend dem Einreichdatum dieser Meldung,

b. Anlagen, für die die Inbetriebnahmemeldung oder die Projektfortschrittmeldung beziehungsweise, bei Kleinwasserkraftanlagen die zweite Projektfortschrittmeldung vollständig bei der Vollzugsstelle eingereicht wurde: entsprechend dem Einreichdatum dieser Meldung,

c. die übrigen Projekte: entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs.

Reduktion der Vergütungsdauer von 20 auf 15 Jahre

Anhang 1.3 Windenergieanlagen im Einspeisevergütungssystem,

Art. 4 Vergütungsdauer:

Die Vergütungsdauer beträgt 15 Jahre.

Leider müssen wir immer wieder feststellen, dass die Windenergie in der Schweiz nicht vom Fleck kommt. Aufgrund der Winterproduktion wäre jedoch eine schnellere Entwicklung der Windenergie zu begrüssen. Die aktuell vorgesehene Verkürzung der Laufzeit der KEV von 20 auf 15 Jahren, zieht eine Reduktion der Entschädigungen um 25 % nach sich. Aufgrund der gestiegenen Anforderungen muss jedoch davon ausgegangen werden, dass, im Gegensatz zur Fotovoltaik beispielsweise, die Anlagenkosten nicht gesunken sind. Aufgrund der tiefen Strommarktpreise kann der fehlende Investitionskostenbeitrag auch nicht am Ende der Lebensdauer der Anlage erarbeitet werden. Eine Reduktion der Entschädigungsdauer ohne gleichzeitige Erhöhung der Beiträge würde für viele Projekte das Aus bedeuten. Wir empfehlen deshalb, auf diese Verkürzung zu verzichten.

Antrag:

Vergütungsdauer unverändert bei 20 Jahren zu belassen oder das Vergütungssystem (Vergütungssätze, Referenzstandort) überprüfen.

Art. 26 Ökoinnovation

Synthetisch hergestellte Energieträger gelten als eine der wichtigsten Stossrichtungen zur Erfüllung des Pariser Klimaabkommens. Wir empfehlen, dieser Überlegung bereits heute Rechnung zu tragen, indem Art. 26 um einen Passus ergänzt wird, der synthetisch hergestellte Energieträger im Sinne der überwiesenen Motion Böni anrechenbar macht.

Art. 74 Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem

Im Sinne der Überlegung von Swissspower empfehlen wir, bei den energetischen Mindestanforderungen die Einspeisung von Biogas ins Netz gegenüber der Verstromung als gleichwertig zu betrachten. Insbesondere ist zu beachten, dass die Wertigkeit von eingespeistem Biogas in Anbetracht der knappen schweizerischen Stromproduktionskapazitäten im Winter sehr hoch ist.

Wir bedanken uns im Voraus für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Mit freundlichen Grüssen

swisscleantech



Eric Brandt
Leiter Energiepolitik



Christian Zeyer
Geschäftsführer

Swissolar

Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie
Association suisse des professionnels de l'énergie solaire
Ass. svizzera dei professionisti dell'energia solare

Neugasse 6
CH - 8005 Zürich
T: +41 (0)44 250 88 33
F: +41 (0)44 250 88 35
www.swissolar.ch
info@swissolar.ch
Infoline 0848 00 01 04

UVEK

Frau Bundespräsidentin D. Leuthard
3003 Bern

per Mail an: energiestrategie@bfe.admin.ch

Datum Zürich, 8. Mai 2017
Ihre Referenz
Ansprechperson David Stickelberger
044 250 88 34

Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050: Änderungen auf Verordnungsstufe

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zu den genannten Verordnungsänderungen Stellung nehmen zu können. Für den zukünftigen Einsatz der Solarenergie sind verschiedene Punkte von zentraler Bedeutung. Wir hoffen deshalb auf eine wohlwollende Prüfung unserer Vorschläge.

Freundliche Grüsse
SWISSOLAR



David Stickelberger
Geschäftsleiter

Vorlage 1: Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Art 3a, Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch

Antrag: Ersatzlose Streichung

Begründung:

Diese Formulierung hat keine gesetzliche Grundlage. Art. 17 Abs.2 EnG spezifiziert die Anforderungen gemäss Strom VG (Art.6 und 7). Zudem braucht es immer einen Sicherheitsnachweis gemäss NIV. Wenn dieser Artikel nicht gestrichen wird, müsste zumindest klar definiert werden, was konkret mit „unverhältnismässige Massnahmen für den sicheren Netzbetrieb“ gemeint ist. „Unverhältnismässige Massnahmen für den sicheren Netzbetrieb liegen vor, wenn...“

Art. 7, Abs. 3, Bst. f^{bis}, h und m, Kostenrechnung

Antrag neuer Bst. n:

Kosten für gewisse innovative Massnahmen, wie z.B. Sensibilisierungsaktivitäten, die für die Netzentwicklung und Netzstabilität wichtig sind.

Begründung:

Die Akzeptanz neuer Infrastrukturen und Technologien, die mitunter auch neues Wissen und Verhaltensänderungen auf Seiten der Anwender erfordern, muss mit entsprechenden Sensibilisierungsmassnahmen unterstützt werden. Diese sind als relevanter Faktor in der Kostenrechnung des Netzbetreibers zu berücksichtigen.

Art. 8, Abs. 3, 3bis, Messwesen und Informationsprozesse

Antrag Abänderung

3 Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei die Messdaten und Informationen zur Verfügung, die notwendig sind für:

- a. den Netzbetrieb;*
- b. das Bilanzmanagement (als Basis für die zeitechte Verbrauchersteuerung durch Endverbraucher und/oder Netzbetreiber)*
- c. die Energielieferung;*
- d. die Anlastung der Kosten;*
- e. die Berechnung der Netznutzungsentgelte; und*
- f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem Energiegesetz vom 30. September 20164 (EnG) und der Energieverordnung vom 1. Januar 20185 (EnV).*
- g. die zeitechte Verbrauchersteuerung durch Endverbraucher*

Begründung:

Mit dem Ergänzungsvorschlag (unterstrichen) wird präzisiert, dass die Messdaten und Informationen innert Sekunden über eine gängige Schnittstelle an den Endverbraucher übermittelt werden müssen. Damit soll dieser die Möglichkeit haben, seine Verbraucher wie Boiler, Wärmepumpen, Waschmaschinen, etc. abhängig vom Netztarif und der Eigenproduktion zu steuern, ohne dafür noch einen zusätzlichen Privatzähler installieren zu müssen.

Art. 8a und Art. 31e, Intelligente Messsysteme

Swissolar unterstützt den Vorschlag zur Einführung intelligenter Messsysteme. Allerdings ist die Übergangsfrist mit 7 Jahren zu kurz bemessen, wir beantragen 10 Jahre.

Der Wegfall der Kostentragpflicht für die Lastgangmessung ab 30 kVA (Streichung des bisherigen Art. 8, Abs. 5) führt zu einer grossen Entlastung für PV-Anlagen im Bereich von 30-50 kVA, die heute 25% und mehr der Gesamtkosten für das Messwesen ausgeben müssen. Damit diese Verbesserung wirksam wird, muss jedoch eine Pflicht zur Verwendung der intelligenten Messsysteme vorgesehen werden, sobald sie installiert sind. Sicherzustellen ist jedoch, dass der Eigentümer Zugriff auf die erfassten Daten hat

Art. 8c, Intelligente Steuer- und Regelsysteme

Abs. 1: Wir bemängeln, dass nur dem Netzbetreiber das Recht zugesprochen wird, intelligente Steuer- und Regelsysteme zu verwenden. Das gleiche Recht sollte auch für den Endverbraucher gelten, wobei definiert werden muss, wer wann die Schalthoheit im Interesse des sicheren Netzbetriebs hat.

Beispiel Mittagsspitzensperre: Ein Anlagenbetreiber sollte die Mittagssperre des Verteilnetzbetreibers überbrücken dürfen, wenn er geeignete Massnahmen trifft, dass er in dieser Zeit keinen Strom aus dem Netz bezieht.

Abs. 3: Ersatzlos streichen oder nur als Option (Der Netzbetreiber kann...) formulieren.

Abs. 4: Wir beantragen die ersatzlose Streichung. Aufgrund der hohen Datensensibilität soll der Endverbraucher in jedem Fall seine ausdrückliche Zustimmung für die Installation intelligenter Mess- und Regelsysteme geben müssen.

Art. 18, Netznutzungstarife

Der Wechsel der Bezugsgrösse von der Anschlussleistung der Anlage zur Anschlussleistung des Endverbrauchers ist grundsätzlich richtig. Eine nicht gerechtfertigte Sonderbehandlung der Eigenverbraucher wird damit verhindert.

Die Anschlussleistung von 15 kVA ist jedoch viel zu tief gewählt. Dies entspräche einer Sicherung von 21,7 A. Typische Haussicherungen bei bestehenden EFH haben meist 40 Ampère, was einer Anschlussleistung von 27,7 kVA entspricht ($A \times 400V \times \sqrt{3}$). Wir beantragen eine Grenze von 40 kVA, bis zu der nur eine Kundengruppe zulässig ist.

Wir begrüssen explizit folgende vorgesehenen Regelungen:

- Wie bisher 70% nicht-degressiver Arbeitstarif, neu gilt der Grundsatz auch für Endverbraucher, die eine Leistungsmessung haben.
- Für höhere Anschlussleistung oder Produktionsanlagen über 15 kVA (resp. einer höheren Grenze, siehe oben): auch hier 70% nicht-degressiver Arbeitstarif, sofern auf Spannungsebene <1 kV angeschlossen.
- Der Netzbetreiber kann allen Endverbrauchern auf Spannungsebene <1 kV als Alternative zur Basisoption (70% Arbeitstarif) neue Netzprodukte (z.B. einfache Leistungstarife) anbieten.
- Der Einsatz intelligenter Steuerungen ist per se kein ausreichender Grund für eine separate Kundengruppe.

Art. 22 Abs. 3, Netzverstärkungen

Wir sind mit dem Vorschlag einverstanden, wonach Netzverstärkungen zur Einspeisung Teil der Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft sind.

Art 31e, Übergangsbestimmungen zur Änderung vom ...

Abs. 1: Wir empfehlen eine Verlängerung der Übergangsfrist auf 10 Jahre.

Abs. 2: Dass vorhandene Lastgangmess-Einrichtungen bis zum Ende ihrer Lebensdauer verwendet werden dürfen, ist zweckmässig. Bezüglich Kostentragung ist jedoch zu beachten, dass diese Kosten grösstenteils Datenverwaltungskosten sind, die sehr unterschiedlich gehandhabt werden: Bislang werden PV-Betreibern je nach Netzgebiet null bis 120 CHF/Monat verrechnet. Hat ein VNB nur wenige Lastgangmessungen, mag ein externer Dienstleister relativ hohe Kosten dafür verrechnen. Es wäre jedoch unsinnig, solche hohen Kosten für ein separates „unintelligentes“ Messsystem aufrecht zu erhalten.

Antrag:

Bestehenden Lastgangmessungs-Kunden dürfen nicht höhere Messkosten verrechnet werden als solchen mit neuen Messsystemen. In der Übergangsbestimmung sollen Maximalkosten von 50 CHF/Monat festgehalten werden.

Vorlage 2: CO₂-Verordnung

Art. 104, Globalbeitragsberechtigung

Wir weisen darauf hin, dass das harmonisierte Fördermodell der Kantone (HFM 2015) entgegen dem Titel nur bedingt eine harmonisierte Förderung sicherstellt. Für das Basisförderprogramm gibt es, wie im Bericht erwähnt, 3 Varianten (Gebäudesanierung mit Einzelmassnahmen, Gebäudesanierung in umfangreichen Etappen, umfassende Gebäudesanierung ohne Etappierung). Dadurch ist beispielsweise nicht sichergestellt, dass eine landesweite Förderung der Solarthermie stattfindet. Diese Technologie wird damit massgeblich gegenüber der Photovoltaik benachteiligt. Wir erwarten vom BFE einen stärkeren Druck auf die Kantone, damit die Harmonisierung keine leere Worthülse bleibt. Gemäss Bundesverfassung Art. 89 sind die Kantone „vor allem“ für den Verbrauch von Energie in Gebäuden zuständig, also nicht ausschliesslich!

Mindestens muss explizit zugelassen werden, dass Kantone, die sich für die Varianten Gebäudesanierung in Etappen oder ohne Etappierung entscheiden, zusätzlich Einzelmassnahmen wie die Förderung von Solarthermie mit Mitteln aus der Teilzweckbindung fördern können.

Es ist denkbar, dass die Kantone nicht alle verfügbaren Mittel aus den Globalbeiträgen ausschöpfen werden. Für diesen Fall regen wir den Aufbau eines aus den verbleibenden Mitteln finanzierten nationalen Förderprogramms für solarthermische Anlagen in Mehrfamilienhäusern vor, ein bisher erst wenig genutztes Marktsegment, das ohne Förderung keine Dynamik gewinnt.

Art. 109, Kommunikation

Das oben erwähnte Fehlen einer wirklich harmonisierten Förderung wird die „kantonsübergreifend einheitliche Kommunikation“ stark erschweren. Bereits das heutige Gebäudeprogramm (www.dasgebaeudeprogramm.ch) wird nicht einheitlich kommuniziert; für die Förderung von erneuerbaren Energien muss auf die jeweilige Website der kant. Energiefachstelle gewechselt werden.

Art. 112, Unterstützung von Geothermie-Projekten

Abs. 2: Eine Unterstützung bis zu 60% der Investitionskosten ist im Vergleich zu den Investitionsbeiträgen für stromproduzierende Technologien (20-30%) zu hoch angesetzt.

Antrag: Die Beiträge betragen höchstens 30% der anrechenbaren Investitionskosten des Projektes.

Vorlage 3: Energieeffizienzverordnung EnEV

Swissolar begrüsst die Auftrennung der Verordnungen und ist mit dem Inhalt der EnEV einverstanden.

Vorlage 5: Energieverordnung EnV

Generelle Bemerkungen

a) Struktur

Grundsätzlich ist die Aufteilung von verschiedenen Themen in verschiedene Verordnungen sehr sinnvoll und wird begrüsst. Es wäre trotzdem hilfreicher, wenn ausschliesslich Verweise in der EnV stünden. Sonst entsteht das Problem, dass gewisse Grössen hier definiert werden müssen und dann in zwei verschiedenen Verordnungen stehen.

b) Harmonisierung von Begrifflichkeiten

Es ist dringend notwendig, dass die Begrifflichkeiten harmonisiert werden. Grundsätzlich stehen das Gesetz und die Verordnung über den subsidiären Branchendokumenten. Es stellt sich jedoch die Frage, ob nicht das BFE und die EICom diejenigen Begriffe übernehmen sollen, die in der Branche gebräuchlich sind. Da die Regelungen nicht einfacher werden, ist eine gemeinsame Sprachregelung von Politik, Verwaltung und Branche unabdingbar.

Dies gilt u.a. für folgende Begriffe:

Netzanschlusspunkt, Erschliessungsleitungen (Art. 11), Netzanschlusskapazität (Art. 16)

Art. 2, Pflicht

In Absatz 2, Buchstabe c) soll die Bezeichnung auf Anlagenleistung geändert werden. Die Bezeichnung Anschlussleistung ist nicht eindeutig genug (wichtig ist in diesem Zusammenhang die Anlagenleistung, denn die Anschlussleistung bezeichnet die Leistung an einem Verknüpfungspunkt und dort kann sie je nach Disposition der Installation unterschiedlich zur Anlagenleistung sein).

2. Abschnitt: Nationales Interesse

Antrag neuer Artikel:

Art. 9a Photovoltaikanlagen von nationalem Interesse

Neue Photovoltaikanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 1 GWh verfügen.

Begründung:

Gemäss Berechnungen einer ETH-Bachelorarbeit könnten in den Alpen rund 2500 GWh Solarstrom auf Gebäuden und vorbelasteten Zonen erzeugt werden. Dies entspricht einem Fünftel der Ausbauziele des Bundes. Zudem liegt bei diesen Anlagen der Winterstromanteil viel höher als im Mittelland. Leider liegen diese potenziellen Standorte oft in BLN-Zonen. Wir sind deshalb der Meinung, dass das nationale Interesse auch für Photovoltaikanlagen definiert werden muss. Die Produktionsmenge von 1 GWh ergibt sich im Vergleich zu den möglichen Standorten mit den entsprechenden Platzverhältnissen in vorbelasteten Zonen wie Stauseen, Lawinenverbauungen und Steinbrüchen.

Art. 12, Abzunehmende und zu vergütende Energie

Hier fehlt eine Regelung bezüglich zwischengespeicherter Energie aus erneuerbaren Quellen.

Wenn der Besitzer des Speichers eine eindeutige Messung der Energieflüsse (vom Netz in den Speicher, von der Produktionsanlage in den Speicher) sicherstellen kann, so soll die zwischengespeicherte Energie aus der Batterie mindestens¹ zu den gleichen Konditionen vom VNB abgenommen werden müssen wie die Energie, die direkt aus der aus der Produktionsanlage eingespiessen wird.

Begründung:

Für die Stabilität der Stromnetze besteht ein grosses Interesse daran, dass die Produktionsspitzen der Photovoltaik dezentral zwischengespeichert werden.

Art. 13, Vergütung

Bei der Beurteilung dieses Artikels stellt sich die Frage, was das Parlament bewogen hat, im Energiegesetz eine neue Bezugsgrösse für die Vergütung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien zu wählen. Im heutigen EnG heisst es in Art. 7 Abs. 2: „² Die Vergütung richtet sich nach marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie.“ Gemäss ECom-Entscheidung vom April 2016 sind damit ausschliesslich Strombezüge von Dritten gemeint. Im neuen Gesetz wird auf „vermiedene Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität“ (EnG, Art. 15, Abs. 3, Bst. a) Bezug genommen. Diese Formulierung wurde durch die vorberatende Kommission im Ständerat eingeführt. Kommissionspräsident SR Ivo Bischofberger brachte in der Ratsdebatte vom 22.9.2015² zum Ausdruck, dass man nicht den Vorschlag des Bundesrats übernehmen möchte, wonach sich der Vergütungspreis an den Terminmärkten orientiert:

«So zeigen sich bei Artikel 17³ vor allem drei unterschiedliche Aspekte:

1. Es geht um die Frage, welcher Preis bei der Abnahmepflicht für erneuerbare Energien gilt. Das Modell des Bundesrates sieht vor, dass sich der Preis an den Terminmärkten orientiert. Die Variante des Nationalrates legt abweichend fest, dass sich der Preis am Endkundenpreis für Energie orientiert, dies mit der Folge, dass aktuell zwischen den Gebieten der Schweiz, wo man "gefangene Kunden" hat, grosse Unterschiede bei den Endkundenpreisen vorliegen, weil es noch Kantone und Gemeinden gibt, die eigene Energie verkaufen. Wenn wir also von einem Energiepreis von 10 Rappen pro Kilowattstunde ausgehen, müsste der Einspeiser in der Variante des Nationalrates etwa 9 Rappen bekommen. In der Variante des Bundesrates müsste sich der Abnehmerpreis am Terminmarktpreis orientieren, welcher zurzeit bei etwa 4,5 Rappen liegt. Es besteht also eine massive Differenz. »

Der ständerätliche Vorschlag wurde vom Nationalrat übernommen. Dazu das Ratsvotum von Nationalrat Roger Nordmann, französischsprachiger Berichterstatter der UREK-N⁴ (2.3.2016):

« A l'article 17 alinéa 3 le Conseil des Etats a prévu que le distributeur électrique qui reprend de l'électricité auprès d'un producteur décentralisé - hors du système de rétribution à prix coûtant du courant injecté - doit payer le même prix que celui

¹ Regelernergie könnte auch höher entschädigt werden.

² <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=34993>

³ Nummerierung wurde bei def. Formulierung des Gesetzes geändert.

⁴ <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=36627>

auquel il se procure le courant vendu à ses clients finaux. Concrètement, si un distributeur, dans une commune donnée, vend son électricité au consommateur final captif neuf centimes - hors timbre et taxes -, cela signifie qu'il a acheté ou produit cette énergie pour 7 ou 8 centimes. Il doit alors payer le même prix à un producteur décentralisé. Il reste une marge décente entre les 7 et 8 centimes auxquels il achète l'énergie au producteur ».

Wir erachten somit die im Verordnungsentwurf gewählte Interpretation der Beschaffungskosten als übereinstimmend mit dem Parlamentsbeschluss. Wir halten sie auch für absolut notwendig für die Umsetzung der Energiestrategie 2050: Bei einer ausschliesslichen Orientierung an den Bezugskosten bei Dritten (wie im bestehenden Gesetz, gemäss Entscheid ECom vom April 2016) ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Photovoltaikanlagen nur bei sehr hohem Eigenverbrauchsanteil möglich. Davon betroffen wären u.a. landwirtschaftliche Anlagen mit geringem Eigenverbrauch, aber hoher Bedeutung für den Ausbau der Photovoltaik. Die langen Wartefristen für die GREIV und die Kürzung der Vergütungsdauer bei der Direktvermarktung auf 15 Jahre steigern zusätzlich die Bedeutung einer angemessenen Rückliefervergütung. Noch stärker betroffen wären Produktionsanlagen anderer Technologien, z.B. Wind, die normalerweise keinen Eigenverbrauch aufweisen und sich zur Förderung ausschliesslich auf die auslaufende KEV stützen müssen.

Allerdings weisen wir darauf hin, dass die Berechnung und Offenlegung des korrekten Preises durch jeden einzelnen VNB wettbewerbsrechtliche Fragen aufwirft und zudem beträchtliche Aufwände generiert und für Unsicherheiten bei den Anlagebetreibern führt. Eine einheitliche Preisfestsetzung für die ganze Schweiz wäre deutlich effizienter. Mit dem „15-Räppler“ für alle erneuerbaren Energien war das früher bereits der Fall: Bevor per 1.5.2008 speziell für Elektrizität aus erneuerbarer Energie der EnG Art 7a erschaffen wurde, richtete sich die Vergütung gemäss EnG Art. 7 „nach den Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Energie aus neuen inländischen Produktionsanlagen“. Mit dem faktischen Wegfall (insbesondere bei der Photovoltaik) der damals eingeführten KEV muss wieder das Ziel des Ausbaus der Produktion erneuerbarer Energien in den Vordergrund gerückt werden, denn es ist ja nicht das Ziel der Energiestrategie, den Import von ausländischem Graustrom zu fördern. Zur Sicherung des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion und zur Vermeidung unnötiger Bürokratie schlagen wir deshalb folgende Formulierung vor:

Art 13, Abs. 1:

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 inländischen Produktionsanlagen.

Vor 2008 waren neue Wasserkraftwerke mit rund 15 Rp/kWh die Referenz, heute ist Solarstrom günstiger und kann als Referenz beigezogen werden. 11 Rp/kWh ist angebracht, um grosse PV-Anlagen sogar ohne Einmalvergütung oder kleine mit Einmalvergütung betreiben zu können. Ein Zusatz, dass dem Netzbetreiber bei einem Rückliedertarif über dem Marktpreis der Herkunftsnachweis zusteht, ist denkbar.

Art. 15 Ort der Produktion

Antrag: Wir beantragen folgende Streichungen resp. Ergänzungen:

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.~~ Das Verteilnetz des Netzbetreibers kann durch die Eigenverbrauchsgemeinschaft nur in Anspruch genommen werden, sofern dadurch der Aufbau eines Parallelnetzes verhindert werden kann. Die Netznutzung ist kostenorientiert zu vereinbaren, sie orientiert sich am Netznutzungsentgelt auf Netzebene 7.

Begründung:

Diese Lösung entspricht dem Zweckartikel 1 des Energiegesetzes, wonach eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sichergestellt werden muss. Parallelnetze sind zu vermeiden, vorhandene Netze sind technisch und wirtschaftlich optimal zu nutzen. Die sinnvolle Nutzung des Verteilnetzes verhindert auch konzessionsrechtliche Fragen sowie neue kantonal zu bezeichnende Netzgebiete. Die Nutzung des Verteilnetzes ist daher im regulatorischen Interesse eines kantonal homogenen Netzgebietes. Mit der Präzisierung der anwendbaren Kosten wird mehr Rechtssicherheit geschaffen.

Art. 16, Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Die Untergrenze von 10% (Produktionsleistung im Vergleich zur maximalen Netzanschlusskapazität) ist in einigen Fällen zu knapp bemessen. Sie ist z.B. für Grossverbraucher wie Spitäler und Industrie, aber auch grossen Wohnüberbauungen untauglich, gerade dort wo grosse Dächer zur Verfügung stehen. Aufgrund der notwendigen Verdichtung werden die verfügbaren Dachflächen pro BGF zukünftig abnehmen, was die Einhaltung der 10%-Grenze weiter erschwert.

Wir beantragen deshalb folgende Ergänzung:

Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung der Anlage bei mindestens 10 Prozent der maximalen Netzanschlusskapazität liegt oder mindestens 25% der sinnvoll nutzbaren Dachflächen mit Photovoltaikanlagen belegt sind.

Art. 17, Zusammenschluss mit Mietern und Pächtern

Allgemeine Bemerkung:

Es braucht hier einen Abgleich zwischen EnV und NIV (Niederspannungs-Installationsverordnung). Es muss dabei geklärt werden, welche Pflichten gemäss NIV neu von der EVG übernommen werden soll. Dazu gehört z.b. das Einfordern des Sicherheitsnachweises, der bisher Pflicht des Verteilnetzbetreibers war.

In Abs. 2 soll nicht von Pflichten des Grundeigentümers gegenüber Mietern gesprochen werden, sondern vom „EVG-Vertreter“. Dies kann z.B. ein PV-Contractor oder eine Mietervereinigung sein. Der Grundeigentümer kann ein Baurechtgeber resp. Gemeinde sein, die damit nichts zu tun haben will.

Formulierungsvorschlag Art. 17:

1 Beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist mit dem Verteilnetzbetreiber mindestens schriftlich zu vereinbaren:

- a) wer den Zusammenschluss gegen aussen vertritt, im folgenden EVG-Vertreter genannt*
- b) das extern zu beziehende Stromprodukt sowie die Modalitäten für einen Wechsel des Stromprodukts*

2 Der EVG-Vertreter hat mit den angeschlossenen Endverbrauchern mindestens schriftlich zu vereinbaren

- a) das Abrechnungsmodell, dieses kann ein definierter Tarif oder eine Formel in Abhängigkeit von extern anfallenden Kosten und internen Kapital- und Betriebskosten sein*
- b) die Laufzeit*
- c) die Kündigungsmöglichkeiten*

3 Der EVG-Vertreter ist von der Pflicht befreit, die Tarife zu veröffentlichen und eine Kostenträgerrechnung nach Artikel 4 StromVV zu führen. Auf Anfrage der angeschlossenen Endverbraucher hat er Rechenschaft über anfallende Kosten und abgerechnete Energiemengen abzulegen.

4 Ein Austritt aus dem Zusammenschluss (Art. 17 Abs. 3 EnG) ist für Teilnehmer dann möglich, wenn der EVG-Vertreter die angemessene Versorgung mit Elektrizität nicht gewährleisten kann oder ein Grund gemäss Absatz 2c vorliegt. Sie haben den Austritt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer schriftlich und begründet mitzuteilen.

In **Absatz 5** werden die Grundeigentümer von der Pflicht, Tarife und Kostenträgerrechnung zu veröffentlichen, befreit. Es stellt sich die Frage, ob hier noch etwas eingebaut werden soll, wonach ein Einsichtsrecht besteht, sonst können die Kunden (Mieter/Pächter) gar nichts kontrollieren und sind schlimmstenfalls der Willkür der Eigentümer ausgeliefert.

Art. 18, Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch

Hier soll zusätzlich festgehalten werden, dass vereinfachte Lösungen für nicht HKN-gemessene PV-Anlagen mit Speicher möglich sind, also eine Bagatellgrenze bei 30 kVA oder tiefer. Eine Pflicht eines separaten, zusätzlichen Zählers für jede Batterie ist unterhalb dieser Grenze unsinnig und teuer. Ebenso muss eine Primärregelleistung ohne Messung erlaubt sein. Wir verweisen dabei auf die vereinfachten Vorschriften der GRD (groupe romand des distributeurs), wonach bei Anlagen bis zu 30 kVA mit nur einem bidirektionalen Zähler eine sehr einfache und kostengünstige Messung durchgeführt werden kann. Gemäss den Vorschriften ist es auch möglich, dass der aus dem Batteriespeicher zurückgespeiste Strom vergütet wird.

Nicht geregelt ist hier der Einsatz mobiler Speicher. Mit der vermehrten Verbreitung der Elektromobilität wird dies rasch an Bedeutung gewinnen, und dies könnte für den Ausgleich von Produktionsspitzen zukünftig wichtig sein. Wir beantragen, diese Anwendungsform hier zu berücksichtigen.

Art. 37, Erhebung des Netzzuschlags

Aufgrund der Mittelknappheit ist die Erhebung des Netzzuschlags von 2,3 Rp./kWh bereits ab 2018 zwingend (wie vorgeschlagen).

Art 52, Gebäude, Vorschriften

Wir weisen darauf hin, dass die MuKE 2014 zwar die Basis für möglichst einheitliche Vorschriften der Kantone im Gebäudebereich schaffen sollten. Deren Umsetzung in kantonales Recht ist jedoch keineswegs sichergestellt. Wir erwarten vom BFE einen stärkeren Druck auf die Kantone, damit diese ihre Verantwortung bei der Umsetzung der Energiestrategie wahrnehmen (50% des Energieverbrauchs findet in Gebäuden statt!) und für möglichst einheitliche Vorschriften sorgen. Für Technologieanbieter sind die heute sehr unterschiedlichen Regelungen kompliziert und preistreibend.

Art 57, Globalbeiträge, allgemeine Voraussetzungen

Wir weisen darauf hin, dass das harmonisierte Fördermodell der Kantone (HFM 2015) entgegen dem Titel nur bedingt eine harmonisierte Förderung sicherstellt. Es ist beispielsweise nicht sichergestellt, dass eine landesweite Förderung der Solarthermie stattfindet. Diese Technologie wird damit massgeblich gegenüber der Photovoltaik benachteiligt. Wir erwarten vom BFE einen stärkeren Druck auf die Kantone, damit die Harmonisierung keine leere Worthülse bleibt.

Siehe auch Bemerkungen zur Revision der CO₂-Verordnung, Art. 104, mit dem Vorschlag einer nationalen Förderung solarthermischer Anlagen in Mehrfamilienhäusern.

Art. 71, Monitoring

Wir weisen auf das Fehlen eines zentralen Anlageregisters für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien hin. Die entsprechenden Daten wären bei Swissgrid und den Verteilnetzbetreibern vorhanden, aber ein Auftrag dazu fehlt bisher. Ein solches Register könnte viele Daten für das Monitoring bereithalten, vor allem für Buchstabe a und d.

Mit EnV Art. 6 Abs. 2 ist die Meldepflicht der Anlagedaten durch die Netzbetreiber bereits festgehalten.

Vorlage 6: Energieförderungsverordnung EnFV

Allgemeine Bemerkungen

Swissolar begrüsst die Ausweitung der Einmalvergütung (EIV) auf Anlagen über 30 kW. Problematisch ist der Zwang für Betreiber von Anlagen unter 100 kW auf der KEV-Warteliste, anstelle der KEV die EIV zu beziehen. Allerdings fällt mit dem Wegfall der Pflicht zur Lastgangmessung ab 30 kW (Streichung StromVV Art. 8 Abs. 5) ein bisheriger Kostenfaktor für solche Anlagen weg. Swissolar ist bereit, diesen Schritt zu akzeptieren, um Mittel für grössere Anlagen bereitstellen zu können.

Auch die Pflicht zur Direktvermarktung für Anlagen über 100 kW auf der KEV-Warteliste mit der damit verbundenen Kürzung der Vergütungssätze um 20% ist rechtsstaatlich extrem fragwürdig. Im Sinne einer pragmatischen Lösung sind wir jedoch bereit, dies zu akzeptieren. Allerdings ist diese Vergütung klar nicht mehr kostendeckend, es wäre deshalb irreführend, sie weiterhin mit dem Kürzel „KEV“ zu bezeichnen. Wir empfehlen die Abkürzung EVS für Einspeisevergütungssystem, um einen klaren Unterschied zu kennzeichnen.

Gemäss Art. 36 Abs. 1 Bst. b EnG steht „ein über die letzten fünf Jahre gemittelter Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW“ zur Verfügung. Diese jährlich ca. 60 Mio. Fr. werden voraussichtlich nicht vollständig ausgeschöpft; es ist sicherzustellen, dass sie für andere Technologien zur Verfügung stehen.

Art. 7, Kategorien von Photovoltaikanlagen

Abs. 2: Bei integrierten Anlagen sollten weitere Doppelfunktionen nebst Wetterschutz, Wärmeschutz und Absturzsicherung zugelassen sein, z.B. im Zusammenhang mit der Nutzung der Abwärme aus einer PV-Anlage. Wir verweisen dabei auf die Norm EN 50583-1 für BIPV-Module (building integrated photovoltaics), welche die möglichen Doppelfunktionen solcher Module aufzählt. Die Definition sollte möglichst mit dieser neuen Norm übereinstimmen.

Art. 15, Direktvermarktung

Abs. 2: Pflicht ersetzen durch Wahlmöglichkeit. Der erzwungene Wechsel zur Direktvermarktung für Anlagen über 500 kW schafft wirtschaftliche Unsicherheit gerade für jene Investoren, die oft grosse Anteile Fremdkapital aufgenommen haben. Zudem sorgt diese Massnahme wohl für keine massgeblichen Einsparungen bei der KEV. Im Übrigen steht ein Zwang im Widerspruch zu Art. 72 Abs. 5 EnG, wonach es den Betreibern, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, frei stehe, ob sie an der Direktvermarktung teilnehmen oder nicht.

Abs. 3: Letzten Satz bezüglich PV-Anlagen streichen. Eine Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis soll für Photovoltaikanlagen weiterhin möglich sein.

Art. 16, Referenz-Marktpreis

Ein vierteljährlich festgelegter Referenz-Marktpreis für Photovoltaik (Abs. 1) bietet keinen Anreiz für Anlagen mit erhöhter Winterproduktion, z.B. mit steilem Anstellwinkel/an Fassaden oder in den Bergen. Solche Anlagen verkaufen zwar mehr Winterstrom zu einem höheren (Referenz-)Marktpreis, erhalten darauf jedoch nur eine kleinere Einspeiseprämie, was gleichwertig ist wie viel Sommerproduktion zu tieferem (Referenz-)Marktpreis plus hohe Einspeiseprämie.

Antrag

Im Sinne einer Vereinfachung empfehlen wir einen Referenz-Marktpreis für alle Technologien über das ganze Jahr.

1 Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaikanlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Jahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Photovoltaikanlagen.

2 Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus den übrigen Technologien entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Jahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden.

3 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise jährlich.

Art. 21, Abbau der Warteliste

Swissolar schliesst sich Variante A an.

Im Gegenzug verlangen wir jedoch einen in der Verordnung festgelegten Beitrag von mindestens 0.3 Rp./kWh aus dem Netzzuschlag für die Einmalvergütung.

Begründung:

Der Imageschaden für die gesamte Energiestrategie und für die Solarbranche wäre bei Variante B enorm. Wer sich bis Ende 2013 angemeldet hat und bis Ende 2014 gebaut hat, konnte aufgrund der damals vorliegenden Informationen davon ausgehen, dass er nach einer Wartefrist in den Genuss der KEV kommt.

Für alle danach erstellten Anlagen soll auf die Auszahlung der KEV verzichtet werden. Mit dem Verzicht auf zusätzliche KEV-Jahreskontingente stehen zusätzliche Mittel für die EIV zur Verfügung, wodurch die Wartefristen (siehe Bemerkungen zu Art. 45-46) verringert werden können.

Art. 27, Auszahlung der Vergütung

Abs. 4: streichen

Dass der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz übersteigt, ist höchstens langfristig bei einer quartalsweisen Berechnung im Winter denkbar. Wenn der Jahres-Referenzmarktpreis über dem Vergütungssatz liegt - was mittelfristig nicht zu erwarten ist - fallen für die EVS kaum mehr Kosten an, und das System kann auslaufen. Die Drohung einer "in Rechnung Stellung" ist nicht angebracht. Andererseits können Produzenten in diesem Fall auch einfach aus dem EVS austreten.

Art. 45-46, Gesuchsverfahren für kleine Photovoltaikanlagen (KLEIV)

Bei Gesuchen für die Einmalvergütung für kleine PV-Anlagen ist nach BFE-Angaben mit einer Wartefrist von rund 4 Jahren bis zur Auszahlung zu rechnen. Bei jährlich 6300 neuen PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern (Stand 2015, dürfte inzwischen deutlich höher sein) ist dieser Markt von grosser Bedeutung für die Branche. Für diese Bauherren ist jedoch eine vierjährige Wartezeit prohibitiv – bereits die heutigen 9 Monate wirken abschreckend. Abhilfe schaffen könnte eine „bankable“ Zusage des BFE, dass die Mittel später ausbezahlt werden.

Anträge:

- Sobald das Ausführungsorgan die Wartezeit für die Auszahlung der KLEIV für ein Projekt auf unter 3 Jahre schätzt, wird dies dem Antragsteller kommuniziert.
- Das Gesuch um Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen soll vor oder nach Inbetriebnahme der Anlage eingereicht werden können.

Antrag neuer Artikel:

Anlagen mit positivem Bescheid, aber noch nicht gebaut

Wir verlangen eine Übergangsregelung für Anlagen mit positivem Bescheid, die noch nicht gebaut sind. Solche Anlagen sollen nicht die stark abgesenkte Vergütung von 2018 und die verkürzte Laufzeit von 15 Jahren erhalten, sondern den Vergütungssatz zum Zeitpunkt des positiven Bescheids erhalten.

Begründung:

Bei KEV-Anpassungen in der Vergangenheit haben sich die Rahmenbedingungen (KEV-Vergütung, Laufzeit) immer noch nach dem Prinzip der Kostendeckung ausgerichtet. Für den Inhaber eines positiven Bescheides wurde während seines Entwicklungsprozesses nicht das Grundprinzip der Kostendeckung geändert.

Bei einem Wechsel in das neue Einspeisevergütungssystem ab 1.1. 2018 – bei Annahme der ES2050 – fällt das Prinzip der Kostendeckung weg mit einem Einspeisetarif - 20%: dh. dass das Grundprinzip der Kostendeckung wird im Prozess der noch bestehenden positiven Bescheide geändert, was einer Änderung der Spielregeln gleichkommt. Dies ist nicht zu vergleichen mit früheren Anpassungen bei der KEV.

Es handelt sich zudem um sehr wenige Projekte, die z.T. aufgrund des langen Bewilligungsprozesses nicht schneller realisiert werden können. Dazu gehört u.a. eine Grossanlage im Alpenraum, die eine jahrelange Projektentwicklung hinter sich hat, technisch innovativ ist und hohe Wintererträge aufweisen würde. Es könnte wertvolle Nachfolgeprojekte mit sich bringen. Die vorgesehene drastische Absenkung der Laufzeit und des Vergütungstarifes würde das Projekt verunmöglichen.

Art. 38, Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge

Die in Abs. 3 vorgesehene Möglichkeit der Rückforderung im Fall einer „übermässigen Rentabilität“ ist für Photovoltaikanlagen im Contracting problematisch.

Contracting-Verträge sehen oft einen Fixpreis für den Solarstrom vor. Von steigenden Preisen am Strommarkt profitiert deshalb der Verbraucher und nicht der Besitzer der Anlage. Gemäss Abs. 3 müsste eine Rückerstattungsklausel des Verbrauchers gegenüber dem Besitzer in unbestimmter Höhe vorgesehen werden, was eine zusätzliche bedeutende Hürde für den Bau grosser Photovoltaikanlagen im Contracting schaffen würde.

Art. 44, Warteliste

Die vorgesehenen mehrjährigen Wartelisten sind insbesondere für grosse PV-Anlagen höchst problematisch. Wegen fehlender Bankability von Wartelistenbescheiden werden solche Anlagen in der Regel nicht erstellt, bevor ein definitiver Bescheid vorliegt.

Art. 51 und 52, Investitionsbeiträge an Wasserkraftwerke

Wir erwarten, dass die dafür vorgesehenen 0,1 Rp./kWh wie im EnG vorgesehen nicht überschritten werden.

Art. 94, Markterlös Grosswasserkraft

Abs. 1: Es ist unverständlich, weshalb hier der Verkauf von HKN und SDL nicht berücksichtigt werden.

Antrag Neuformulierung: *Der Markterlös setzt sich aus dem Ertrag aus dem Energieverkauf, dem HKN-Verkauf und dem Verkauf von Systemdienstleistungen zusammen.*

Abs. 2 und 3 sind ganz zu streichen. Wer seinen Strom an gebundene Kunden zu einem höheren Tarif verkaufen kann, soll sich nicht eine Marktprämie auszahlen lassen, die auf einem tieferen, fiktiven Verkaufspreis am Markt basiert!

Anhang 1.2: Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem

Art. 1, Anlagendefinition

Die bisherige Anlagendefinition wurde übernommen. Dies ist unbefriedigend, da sie zurzeit dahingehend interpretiert wird, dass auf dem gleichen Grundstück neben einer KEV-Anlage keine weitere Anlage für Eigenverbrauch ohne Förderung erstellt werden darf. Dieses Verbot wird mit der Missbrauchsgefahr begründet, weil damit die KEV-Produktion illegal erhöht werden könne. Es gibt aber technische Möglichkeiten dies zu verhindern, weshalb ja auch im heutigen Gesetz mehrere Anlagen auf verschiedenen Grundstücken, aber am gleichen „Einspeisepunkt“ zugelassen werden.

Antrag Neuformulierung:

„Eine Photovoltaikanlage besteht aus einem oder mehreren Modulfeldern, einem oder mehreren Wechselrichtern und einem Einspeisepunkt. Befinden sich vor einem Anschlusspunkt mehrere Einheiten von Modulfeldern und den dazugehörigen Wechselrichtern auf einem Grundstück oder auf verschiedenen Grundstücken, so kann jede dieser Einheiten als eine Anlage gelten, insbesondere wenn sie unabhängig voneinander erstellt werden.“

Erläuterungen zu „Anschlusspunkt“ statt „Einspeisepunkt“:

Der VSE verwendet folgende Begrifflichkeiten:

- Anschlusspunkt (AP): Dies ist in der Regel der HAK und er bildet den Übergang vom Netzbetreiber zum Kunden
- Verknüpfungspunkt (VP): Dies bezeichnet den Ort auf Seiten des Verteilnetzes, wo andere Kunden angeschlossen werden (beispielsweise ein Verteilkasten oder eine Muffe)

Hinter jedem Anschlusspunkt können sich eine oder mehrere Einheiten (z.B. eine WP, eine PVA, verschiedene Mieter, etc.) befinden. Dies ist technisch normal und sinnvoll. Die Begrenzung auf eine Anlage pro Anschlusspunkt bringt eine willkürliche Begrenzung für die Photovoltaik, die technisch nicht begründbar ist. Sie ist einzig aus der Absicht getrieben, einen allfälligen Missbrauch zu verhindern.

Art. 2 und 3, Vergütungssätze und Vergütungsdauer

Photovoltaik muss nicht nur wie die anderen Technologien (ausser Biomasse) eine auf 15 Jahre verkürzte Vergütungsdauer hinnehmen, sondern zusätzlich noch eine Kürzung der Vergütungssätze

um 20 Prozent. Dies wird mit der „dynamischen Kostenentwicklung dieser Technologie“ begründet, was fragwürdig ist, wurden doch schon bisher die KEV-Vergütungssätze immer sehr knapp anhand der billigsten Referenzanlagen errechnet.

Im Interesse der Bereitstellung von Mitteln für möglichst viele Neuanlagen sind wir bereit, den einheitlichen Vergütungssatz von 11 Rp./kWh zu akzeptieren.

Tabelle 2.2:

- Tippfehler bei der Inbetriebnahmeperiode 1.10.2016-1.4.2017
- Es muss hier klar festgehalten werden, dass diese Tarife nur für Anlagen gelten, die nicht bereits heute eine KEV erhalten, also keine rückwirkenden Absenkungen! (gilt auch für Tabelle 5.2)

Anhang 2.1: Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen

Art. 1, Anlagendefinition

Siehe Bemerkung zu Anhang 1.2

Weitere Anhänge

Wir begrüßen die Übergangsbestimmungen in den Anhängen 1.1, 1.3, 1.4 und 1.5, wonach die Inbetriebnahmemeldung für Anlagen mit einem bereits vorliegenden positiven Bescheid innerhalb einer bestimmten Frist erfolgen muss. Diese Fristen dürfen keinesfalls verlängert werden, da sonst die Mittel für andere Projekte blockiert bleiben.

Vorlage 9: Herkunftsnachweis u. Stromkennzeichnung (HKSv)

Generelle Bemerkung zu Begrifflichkeiten

Es ist dringend notwendig, dass die Begrifflichkeiten harmonisiert werden. Grundsätzlich stehen das Gesetz und die Verordnung über den subsidiären Branchendokumenten. Es stellt sich jedoch die Frage, ob nicht das BFE und die EICom diejenigen Begriffe übernehmen sollen, die in der Branche gebräuchlich sind. Da die Regelungen nicht einfacher werden, ist eine gemeinsame Sprachregelung von Politik, Verwaltung und Branche unabdingbar.

Art. 1, Herkunftsnachweis

In Absatz 1 soll die Bezeichnung auf Anlagenleistung geändert werden. Die Bezeichnung Anschlussleistung ist nicht eindeutig genug (Wichtig ist in diesem Zusammenhang die Anlagenleistung, denn die Anschlussleistung bezeichnet die Leistung an einem Verknüpfungspunkt und dort kann sie je nach Disposition der Installation unterschiedlich zur Anlagenleistung sein).

In Absatz 2, zum Schluss soll festgehalten werden, dass alle diese Angaben in einem Anlageregister geführt werden sollen. Mit der Aufzählung in lit. g sind alle Anlagen inkl. Kleinanlagen erfasst. Alternativ dazu im Artikel 2, Registrierung der Produktionsanlage.

Art. 4, Erfassung der Produktionsdaten

Abs. 4: Wir begrüßen die Vereinfachung für Anlagen <30 kVA, wonach nur noch die Überschussenergie erfasst werden muss. Wir regen an, die Situation auch für grössere Anlagen zu vereinfachen. In der Übergangsfrist bis zur Einführung von Smart Meters

Weitere Vorlagen

Zu folgenden Vorlagen nehmen wir nicht Stellung:

- Teilrevision der Landesgeologieverordnung
- Teilrevision der Kernenergieverordnung
- Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben

Hebeisen Michelle BFE

Von: Stephan Renz <info@v3e.ch>
Gesendet: Montag, 8. Mai 2017 17:34
An: _BFE-Energiestrategie
Cc: Dillier Daniel (@iwk.ch)
Betreff: Energiestrategie 2050: Vernehmlassungsstellungnahme des V3E zu Änderungen auf Verordnungsstufe
Anlagen: Verordnungen_1Massnahmenpaket_ES2050
_StellungnahmeV3E080517def.docx; Verordnungen_1Massnahmenpaket_ES2050_StellungnahmeV3E080517def.pdf

Kennzeichnung: Zur Nachverfolgung
Kennzeichnungsstatus: Gekennzeichnet

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,
sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, uns im Rahmen der Vernehmlassung zu den Verordnungsrevisionen zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 zu äussern.

Der **Verband für Effiziente Energie Erzeugung V3E** unterstützt grundsätzlich die Umsetzung des ersten Massnahmenpakets und äussert sich entsprechend positiv – zuletzt in einem Artikel in der Beilage des Tagesanzeigers vom 6. Mai 2017. Für eine erfolgreiche Umsetzung braucht es gute Rahmenbedingungen für heute vorhandene effiziente Energieumwandlungstechnologien aber auch künftige Technologien sollten damit nicht behindert werden. Dazu gehören beispielsweise synthetische Gase aus diversen erneuerbaren Quelle oder auch aus Abfällen sowie hocheffiziente Strom- und Wärmegeneratoren wie die Brennstoffzelle für stationäre Anwendungen. Wir wollen damit vor allem einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, der bedarfsgerechten Winterstromproduktion und nicht zuletzt zur Verminderung der CO2-Emissionen leisten.

Wir bitten Sie deshalb unsere Anträge zu einzelnen Artikeln in den diversen Verordnungen zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüßen

--

Stephan Renz
Geschäftsführer V3E

V3E Verband Effiziente Energie Erzeugung
Elisabethenstrasse 44
Postfach 158
CH-4010 Basel

Tel. +41 61 271 90 11
Fax +41 61 272 57 95
info@v3e.ch
www.v3e.ch

Beilage (als .doc und .pdf):
Stellungnahme und Anträge des Verbands für Effiziente Energie Erzeugung V3E zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 Vernehmlassungsverfahren zu den Änderungen auf Verordnungsstufe

Stellungnahme und Anträge des Verbands für Effiziente Energie Erzeugung V3E zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 Vernehmlassungsverfahren zu den Änderungen auf Verordnungsstufe

1. Energieverordnung (EnV)

Art. 59 Globalbeiträge an kantonale Programme zur Förderung der Energie- und Abwärmenutzung
[...]

2 Globalbeiträge dürfen nicht eingesetzt werden für:

- a. öffentliche Bauten und Anlagen des Bundes und der Kantone;
- b. Anlagen, die ~~fossile Energien verbrauchen~~ *die nicht mindestens einen Drittel erneuerbare Energie umwandeln*.

Begründung: Auf dem – voraussichtlich langen – „Übergang zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung erneuerbarer Energien gründet“ (vgl. Art. 1 Abs. 2 lit. c EnG) werden noch einige Zeit auch fossile Energieträger eingesetzt werden müssen. Dies im ungünstigen Fall via Stromimporte aus nicht kontrollierbaren Quellen aus dem Ausland. Mit dem Ziel einer „sparsamen und effizienten Energienutzung“ (vgl. Art. 1 Abs. 2 lit. b EnG) müssen fossile Energieträger im Rahmen des vorliegenden 1. Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 vor allem exergetisch genutzt werden. Dies erfolgt vorbildhaft mit Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK), welche die Exergie des Brennstoffs nutzen und zudem die anfallende Anergie (Abwärme) für Heizzwecke einsetzen. Sie dienen zudem bedarfsgerecht der Sicherstellung der Stromversorgung in der Schweiz. Diese bereits im „Übergang“ kategorisch von Förderbeiträgen auszuschliessen, ist der Versorgungssicherheit nicht dienlich. Oftmals kommt auch eine Kombination von Biomasse und fossilen Energieträgern zum Einsatz, die für den weiteren Ausbau der Biomasse-Nutzung in der Schweiz unterstützungswürdig ist.

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 oder der Gesamtenergiewirtschaftlichen Stabilität dienen.

Begründung: Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird über längere Zeit eine fundamentale und herausfordernde Aufgabe der Energiewirtschaft sein. Eine etwas breitere Ausrichtung der Programme ist deshalb angezeigt.

2. Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 2 Begriffe

In dieser Verordnung bedeuten

[...]

- c. biogenes oder synthetisches Gas: aus Biomasse, aus anderen erneuerbaren Energien oder aus Abfällen hergestellte Gas;

Begründung: Die Beschränkung auf aus Biomasse hergestelltes Gas greift zu kurz. Das Ziel des Gesetzgebers ist ja die Förderung der Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromproduktion. Speicherbare und bedarfsgerecht in Stromerzeugungsanlagen einsetzbare Energieträger werden dabei eine wichtige Rolle spielen müssen. Neben Biogas gibt es eine Reihe anderer aus erneuerbaren Energieträgern oder aus Abfällen herstellbare (also nicht nur aus Biomasse entstandene) herstellbare gasförmige Brennstoffe, die dazu beitragen können. Grundsätzlich müssten auch daraus erzeugte flüssige Brennstoffe miteinbezogen werden.

6. Kapitel: Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

1. Abschnitt: Anspruchsvoraussetzungen

Art. 72 Begriffe

[...]

~~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.~~

Begründung: Der im Gesetz verankerte Begriff «regionale Bedeutung» kann schlecht mit einer maximalen elektrischen Leistung von höchstens 3MW gegen oben abgegrenzt werden. 3 MW sind eine vergleichsweise geringe elektrische Leistung und damit kann vielerorts kaum eine «regionale Bedeutung» begründet werden. Es müsste eher eine untere Leistungsgrenze festgelegt werden. Empfehlung: weglassen und Praxis/Technologieentwicklung abwarten.

Art. 74 Energetische Mindestanforderungen

1 Die energetischen Mindestanforderungen sind in Anhang 2.3 festgelegt.

2 Bei erheblichen Erneuerungen muss die Anlage nach der Erneuerung mindestens gleich viel Elektrizität oder erneuerbares Gas produzieren wie vorher.

Begründung: Wie die vom Bundesamt für Energie (EnergieSchweiz) unterstützte Studie «Potential zur Effizienzsteigerung in Kläranlagen mittels Einspeisung oder Verstromung des Klärgases» (Swisspower, 12.08.2013) aufzeigt kann die Aufbereitung und Einspeisung des Klärgases ins Erdgasnetz ökologisch besser sein, als die direkte Nutzung vor Ort via BHKW. Die Option Erneuerung der Anlage zur Einspeisung des Klärgases muss deshalb auch möglich sein und kann einen nicht unwesentlichen Beitrag zur saisonalen Speicherung der Energie leisten. Potential 2-3 TWh/a

Art. 87 Nicht anrechenbare Kosten

Nicht anrechenbar sind insbesondere Kosten:

[...]

d. für Anlagenteile zur Aufbereitung von Brennstoffen, sofern diese nicht Teil der Anlage sind oder für die Einspeisung aufbereiteter Gase ins Erdgasnetz dienen, oder für den Betrieb eines Fernwärmenetzes.

Begründung: Die Aufbereitung der Brennstoffe ist ein wesentlicher Anteil der Biomasseanlage. Mit der Möglichkeit beispielsweise Klärgas aufzubereiten und ins Erdgasnetz zu speisen, darf dieser Anlagenteil nicht von der Summe der anrechenbaren Investitionskosten ausgeschlossen werden.

Anhang 1.5 Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem

Antrag:

Beibehalten des Bonus für externe Wärmenutzung von 2.5 Rp/kWh gemäss bisherigem Anhang 1.5 Ziff 6.5 h.

Begründung: Im bisherigen Anhang 1.5 der EnV wurde unter Ziff. 6.5 h ein Bonus für externe Wärmenutzung von 2.5 Rp/kWh gewährt. Dies hatte eine erhöhte Wärmenutzung zur Folge. Im Begleitbericht wird das Streichen des Bonus mit der stärkeren Fokussierung auf die Stromproduktion begründet. Dies ist so nicht nachvollziehbar. Die erhöhte Nutzung der ohnehin anfallenden Abwärme verschlechtert die Stromproduktion nicht. Sie entspricht vielmehr den Zweck des neuen Energiegesetzes, nämlich die effiziente Energienutzung, und reduziert zudem die CO₂-Emission. Letzteres falls der damit abgedeckte Wärmebedarf sonst mit fossilen Energieträgern gedeckt werden müsste.

Antrag:

Vergütungssatz unter Ziff. 4.1 mit $52 \times^{-0.15}$ festlegen

Begründung: Der Vergütungssatz sinkt bei zunehmender Leistung sehr viel stärker als bei der Grundvergütung von Biomasse – die ohnehin 1.5 Rp/kWh höher ist. Mit einer Korrektur des Exponenten in der Berechnungsformel von -0.17 auf -0.15 kann die Degression etwas reduziert werden.

Anhang 2.3 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

[...]

2.2 Inhalt des Gesuchs

Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:

[...]

d. installierte elektrische Leistung (kW_{el}) oder Gasleistung (kW_{gas}) vor und nach der Investition;

e. erwartete brutto Elektrizitäts- oder Gasproduktion pro Kalenderjahr vor und nach der Investition

3. Änderungen der CO₂-Verordnung: Rückerstattung CO₂-Abgabe von WKK-Anlagen

Wir begrüßen grundsätzlich die vorgesehene Ergänzung des CO₂-Gesetzes mit den Art. 31a, 32a und 32b, welche zumindest eine teilweise Rückerstattung der CO₂-Abgabe von WKK-Anlagen ermöglicht. Damit wird die hohe Umwandlungseffizienz der Wärme-Kraft-Kopplung, welche den eingesetzten Brennstoff nicht nur in Wärme umwandelt, sondern auch den hochwertigen Anteil nutzt und Strom generiert, berücksichtigt. Interessant ist, dass heute Technologien vorhanden sind, welche bereits bei kleinsten Anlageleistungen hohe elektrische Wirkungsgrade (> 30%) ausweisen und bei grossen Anlagen über 50 % erreicht werden. Für die künftige Versorgungssicherheit und die eigene Stromversorgung in der Schweiz ein relevanter Beitrag, der jedoch in einem stark verzerrten Marktumfeld mit substantiellen Problemen konfrontiert ist, um konkurrenzfähig zu sein. Nahezu alle übrigen Stromerzeugungsarten werden auf unterschiedliche Art finanziell gefördert oder bei Stromimporten werden die damit verbundenen CO₂-Emissionen ausgeblendet.

Wir erachten es als notwendig, dass die Auflagen für die Rückerstattung der CO₂-Abgabe niederschwellig sind und keinen grossen Zusatzaufwand beim Betreiber der WKK-Anlage wie auch bei der Behörde auslöst.

In der parlamentarischen Debatte wurde die Anlagegrösse für Rückerstattung der CO₂-Abgabe eingehend diskutiert und schlussendlich vom ursprünglichen Vorschlag des Bundesrats, eine untere Limite von 1 MW Feuerungswärmeleistung festzulegen, Abstand genommen und im Gesetz kein Wert eingesetzt. Die Regelung der Einzelheiten für die Umsetzung wurde dem Bundesrat übertragen. In der Verordnung wurde nun einfach wieder der Grenzwert von 1 MW Feuerungswärmeleistung aufgenommen und eine eher komplizierte Regelung für den Nachweis der Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz eingesetzt.

Mit dem Ziel, dass von der Rückerstattung der CO₂-Abgabe möglichst viele WKK-Anlagen profitieren und damit die in der Schweiz eingesetzten fossilen Brennstoffen hocheffizient genutzt werden und zur Sicherung der Stromversorgung vor allem im Winterhalbjahr beitragen, schlagen wir ihnen folgende Anpassungen vor:

Art. 96a Rückerstattung für Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, die WKK-Anlagen betreiben

1 Ein Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, welches WKK-Anlagen betreibt, erhält auf Gesuch hin 60 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die für die Stromproduktion nach Artikel 32a des CO₂-Gesetzes eingesetzt wurden, rückerstattet, wenn:

a. eine oder mehrere WKK-Anlagen je eine Feuerungswärmeleistung von mindestens 1 MW höchstens 20 MW aufweisen;

b. eine oder mehrere WKK-Anlagen gegenüber dem Jahr 2012 zusätzlich 1,22 GWh Strom pro Jahr produziert hat, der mit fossilen Brennstoffen erzeugt wurde; und

c. der zusätzlich produzierte Strom ausserhalb des Unternehmens verwendet wurde.

2 Es hat Anspruch auf die Rückerstattung der restlichen 40 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion nach Artikel 32a des CO₂-Gesetzes eingesetzt wurden, wenn es:

- a. diesen Betrag für Massnahmen nach Artikel 31a Absatz 2 des CO₂-Gesetzes einsetzt;
- b. ~~die Massnahme wirksam der Steigerung der Energieeffizienz dient;~~

Begründung: in Artikel 32b Absatz 2 beschreibt bereits "... Steigerung Energieeffizienz ...".

b. diesen Betrag oder den nicht für hiervor in lit a genannte Massnahmen genutzten Betrag für die Beschaffung von aus Biomasse oder aus anderen erneuerbaren Energien hergestellte Brennstoffe verwendet

Begründung: Zweck des CO₂-Gesetzes (Art. 1) ist nach wie vor die Verminderung der CO₂-Emissionen. Durch die Steigerung der Energieeffizienz wird diesem Zweck nur entsprochen, falls dadurch der Verbrauch an fossilen Energieträgern reduziert wird. Wird damit ausschliesslich der Stromverbrauch reduziert, entspricht dies zwar dem Ziel des Energiegesetzes, leistet aber nur einen kleinen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen. Dies wird beispielsweise auch durch das Monitoring von Energiesparmassnahmen im Rahmen der Zielvereinbarungen mit der Energieagentur der Wirtschaft bestätigt: Sparmassnahmen im Bereich des Stromverbrauchs leisten keinen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Intensität.

Obschon der mit dem 1. Massnahmenpaket zur ES 2050 revidierte Artikel 34 (CO₂-Gesetz) nicht mehr explizit die Förderung der erneuerbaren Energien erwähnt, entspricht die vorgeschlagene Massnahme dem Ziel dieses Artikels: Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden.

Weil der überwiegende Teil der mit Verbrennungsmotoren ausgerüsteten WKK-Anlagen mit Erdgas versorgt wird, ist der Bezug von Biogas über das Erdgasnetz zudem sehr einfach. Der Nachweis kann wie beispielsweise im Anhang 1.5 EnFV Ziff. 2.3.5 beschrieben durch den Gaslieferanten erfolgen.

Diese Massnahme bietet sich insbesondere für kleinere Anlagen an, wo der Aufwand beim Betreiber und bei der Behörde für den Nachweis und die Überprüfung von Massnahmen zur Effizienzsteigerung relativ gross ist. Deshalb kann in Absatz 1 hievon auch gut auf eine untere Leistungsgrenze verzichtet werden.

[...]

e. die Massnahmen bis 2020 umsetzt; das BAFU kann die Frist auf Gesuch hin um ~~zwei~~ vier Jahre erstrecken;

Begründung: Um grössere Massnahmen umzusetzen kann es zweckmässig sein die rückerstatteten Gelder über mehrere Jahre aufzusummieren.

Art. 98a Rückerstattung für Unternehmen, die WKK-Anlagen betreiben

1 Ein Unternehmen, das weder am EHS teilnimmt noch einer Verminderungsverpflichtung unterliegt und das WKK-Anlagen nach Artikel 32a Absatz 1 des CO₂-Gesetzes betreibt, erhält für jede WKK-Anlage die je eine Feuerungswärmeleistung von ~~mindestens 1 MW und~~ höchstens 20 MW aufweisen auf Gesuch hin 60 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, rückerstattet

2 Das Unternehmen hat Anspruch auf die Rückerstattung der restlichen 40 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, wenn es:

- a. diesen Betrag für Massnahmen nach Artikel 32b Absatz 2 des CO₂-Gesetzes einsetzt;

b. die Massnahme wirksam der Steigerung der Energieeffizienz dient;

Begründung: Analog zur Korrektur in Art. 96a

b. diesen Betrag oder den nicht für hiervor in lit a genannte Massnahmen genutzten Betrag für die Beschaffung von aus Biomasse oder aus anderen erneuerbaren Energien hergestellte Brennstoffe verwendet

Begründung: Analog zur Korrektur in Art. 96a

[...]

e. die Massnahmen innerhalb von drei Folgejahren umsetzt; das BAFU kann die Frist auf Gesuch hin um zwei vier Jahre erstrecken.

Begründung: Analog zur Korrektur in Art. 96a.

Art. 98b Gesuch um Rückerstattung für übrige Unternehmen, die WKK-Anlagen betreiben

1 Das Rückerstattungs-gesuch ist bis zum 30. Juni beim BAFU zuhanden der Vollzugsbehörde einzureichen. Es muss der von der Vollzugsbehörde vorgegebenen Form entsprechen und insbesondere enthalten:

a. die Menge der für die Stromproduktion verwendeten abgabebelasteten Brennstoffe berechnet sich anhand der auf dem Herkunftsnachweis ausgewiesenen jährlichen Strommenge und des Heizwertes des verwendeten Energieträgers;

[...]

h. den angewendeten CO₂-Abgabesatz.

Bemerkung: Die Liste der an die Vollzugsbehörde zu meldenden Angaben scheint uns eher lang und es ist nicht klar wie damit die für die Stromproduktion verwendete Menge an fossilen Brennstoffen effektiv nachgewiesen wird. Wir sind gerne bereit mit der Behörde eine zweckmässige Formulierung und Auflistung zu erarbeiten.

2 Das BAFU prüft die Voraussetzungen nach Absatz 1 Buchstaben a– d und leitet das Gesuch zum Entscheid an die EZV weiter.

3 Das Rückerstattungs-gesuch muss zusätzlich einen Monitoringbericht auf Formular enthalten. Dieser muss insbesondere Angaben über die Entwicklung der CO₂-Emissionen, die aufgrund der Stromproduktion entstanden sind, sowie eine Beschreibung der umgesetzten Massnahmen und Investitionen enthalten.

Begründung: Mit den in Art. 98b Absatz 1 lit. a – h geforderten Angaben sind alle Informationen vorhanden und es ist nicht einsehbar, wieso der Betreiber einer Anlage noch weiterer Aufwand leisten muss.

Basel, 8. Mai 2017

V3E Verband Effiziente Energie Erzeugung

Rückfragen an Stephan Renz: info@v3e.ch oder 061 271 90 11



Verband der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen
Association suisse des exploitants d'installations de valorisation des déchets
Associazione svizzera dei gestori degli impianti di valorizzazione dei rifiuti

Wankdorffeldstrasse 102
3014 Bern
Telefon 031 721 61 61
E-mail mail@vbsa.ch
Internet www.vbsa.ch

Per Email an
energiestrategie@bfe.admin.ch

Bern, den 08.05.2017

Vernehmlassung zur Umsetzung des ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 auf Verordnungsstufe: Stellungnahme des VBSA

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum Verordnungspaket zur Energiestrategie 2050 Stellung nehmen zu dürfen.

Als Dachverband der Abfallwirtschaft vertritt der VBSA sämtliche Kehrrechtverwertungsanlagen (KVA) der Schweiz. Im Jahre 2016 haben diese Anlagen aus 4 Millionen Tonnen Abfall 3.6 TWh Wärme und 1.85 TWh Strom produziert.

Bei der Abfallverbrennung entsteht Abwärme, das ist ein unumgängliches physikalisches Gesetz. Es gilt aber, diese ohnehin freigesetzte Energie möglichst effizient zu nutzen. In den Vorlagen, die zur Vernehmlassung stehen stellen wir erfreut fest, dass Abwärme konsequent mit den erneuerbaren Energien gleichgestellt wird. Wir begrüssen diese Stossrichtung sehr. Abwärme ist ausserdem CO₂-neutral. Die Nutzung von Abwärme aus KVA zur Speisung von Fernwärmenetzen ist damit eine wirksame klimapolitische Massnahme und in dem Sinne förderungswürdig. Diese Tatsache wurde in den Vorlagen richtig aufgenommen: die Globalbeiträge des Bundes an die Kantone dürfen ausdrücklich für Massnahmen zur Abwärmenutzung verwendet werden (Art. 106 Entwurf CO₂-Verordnung Art. 57 und Art. 64 Entwurf EnV).

Aus der Abwärme, die bei der gesetzlich vorgeschriebenen Verbrennung von Abfällen zwangsläufig entsteht, produzieren die KVA nicht nur nutzbare Wärme, sondern auch Strom, und dies auf eine flexible und planbare Art. Wie oben erwähnt ist die Abwärme CO₂-neutral und den erneuerbaren Energien gleichgestellt. Wir beantragen deshalb, dass der Strom, der aus dieser CO₂-neutralen Abwärme produziert wird, ebenfalls als qualitativ hochstehend anerkannt wird.



Dazu beantragen wir eine **Anpassung der Vorlage zur Herkunftsnachweisverordnung (HKSIV)**. Im Verordnungsentwurf sind drei Hauptkategorien von Energieträgern definierte (Anhang 1 Ziff. 1 Abs. 1.1 E-HKSIV):

1. Erneuerbare Energien
2. Nicht erneuerbare Energien,
3. Abfälle in Kehrichtverwertungsanlagen und Deponien.

Wir schlagen vor, die dritte Kategorie „Abfälle in Kehrichtverwertungsanlagen und Deponien“, gänzlich abzuschaffen, und stattdessen der Energieträger „Abfälle“ der Hauptkategorie „Erneuerbare Energien“ zuzuordnen.

Mit einer Abschaffung der Hauptkategorie Abfall und einer Zuordnung zur Hauptkategorie „Erneuerbare Energie“ wäre der hochwertige Strom aus KVA eindeutig und vollständig als erneuerbar eingestuft, was der sinnvollen Nutzung von Abwärme zur dezentralen und flexiblen Stromproduktion sicher förderliche wäre. Ausserdem würde diese Anpassung zur einer willkommenen Vereinfachung vieler Fragenstellungen in der Praxis beitragen. Gegenüber dem Endkunden würde diese Vereinfachung die Transparenz erhöhen, die Produktvielfalt reduzieren und die Kommunikation erleichtern. Schliesslich ist die Stromproduktion aus Deponien heute marginal und wird bald gänzlich verschwinden.

Aus unserer Sicht besteht daher kein Grund, die Hauptkategorie „Abfälle in Kehrichtverwertungsanlagen und Deponien“ beizubehalten. Die Abschaffung dieser obsolet wirkenden Hauptkategorie wurde uns schon von Herrn Vizedirektor Daniel Büchel in seinem Schreiben an den VBSA vom 18. September 2015 in Aussicht gestellt. Leider wurde diese Absicht nicht in der Vorlage zur HKSIV umgesetzt.

Für die wohlwollende Prüfung unseres Anliegens danken wir Ihnen bestens und hoffen, dass diese Vereinfachung in die rechtskräftige Version der HKSIV aufgenommen wird.

Freundliche Grüsse

Dr. Robin Quartier, Geschäftsführer

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
3003 Bern

Mail: energiestrategie@bfe.admin.ch

Baden, 8. Mai 2017 (Stellungnahme_Energieverordnungen_VFS_170508.docx)

Umsetzung des ersten Massnahmenpaktes der ES2050: Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens zu den Änderungen der Verordnungsstufe

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard

Wir möchten uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu diesem für die Energiepolitik und für unsere Branche sehr wichtigen Geschäftes herzlich bedanken.

Der Verband Fernwärme Schweiz (VFS) mit seinen rund 110 Mitgliedern (u.a. Betreiber, Contractoren, Planer, Lieferanten von Fernwärme und -kältenetzen) hat eine wichtige Aufgabe bei der Wärmeversorgung in Städten und Agglomerationen. Er ist die wichtigste Ansprechstelle in der Schweiz für die Wärme- und Kälteversorgung in dicht besiedelten Gebieten und für die Nutzung von Umweltwärme und -kälte aus erneuerbaren Quellen (Seen, Flüsse, Grundwasser, Geothermie und Abwärme). Ziel des VFS ist der massive Ausbau von Fernwärmenetzen unter gleichzeitig vermehrter Nutzung erneuerbarer Energien.

Unterstützung der Stossrichtung

Grundsätzlich befürworten wir die Stossrichtung der in der Vernehmlassung aufgelegten Verordnungen und begrüssen eine rasche Umsetzung.

Aus unserer Perspektive liegt jedoch der Fokus der Energiestrategie 2050 noch zu stark auf der Stromversorgung. Die leitungsgebundene Wärme- und Kälteversorgung müsste unserer Ansicht nach eine strategische Rolle einnehmen, da die Auslandsabhängigkeit im Wärmebereich wesentlich ausgeprägter ist als im Strombereich. Die Wärmewende ist eine grosse Herausforderung, alleine mit Gebäudesanierungen kann diese nicht erreicht werden. Es fehlt eine Wärmestrategie, die u.a. auch die Raum- und Energieplanung, Solarthermie und saisonale Wärmespeicherung umfasst und die Rolle der Fernwärme/-kälte bei der Wärmewende definiert.

Im Sinne unserer gemeinsamen Zielsetzung erlauben wir uns, Ihnen noch Anträge zur weiteren Optimierung zu unterbreiten.

Vorlage 1: CO2-Verordnung

Wir sind mit den Anpassungen grundsätzlich einverstanden, haben jedoch noch folgende Bemerkungen:

- Das Bewilligungs- und Umsetzungsverfahren von Kompensationsbescheinigungen ist vom BAFU für die Praxisanwendung weiter in Richtung Vereinfachung, Planbarkeit für Investoren und Beschleunigung zu optimieren, auch um den administrativen Aufwand des Bundes zu senken.
- Wir begrüßen ausdrücklich, dass in Art. 106 beim Einsatz der Mittel der Globalbeiträge explizit auch die Abwärme aufgeführt ist.
- Es ist erfreulich, dass die Förderung der Prospektion und Erschliessung von Geothermie-Ressourcen für die Wärmebereitstellung in Art. 112 explizit vorgesehen ist.

Vorlage 2: Energieeffizienzverordnung (EnEV)

Wir haben keine Bemerkungen.

Vorlage 3: Energieförderungsverordnung (EnFV)

Wir sind mit den Anpassungen grundsätzlich einverstanden und haben noch folgende Bemerkungen:

- Wir bedauern, dass die Förderung über die KEV beschränkt wird, da dies in unseren Bereichen nicht mehr zur gewünschten Steigerung der erneuerbaren Stromproduktion führt. Wir begrüßen aber im positiven Sinne eine Erhöhung der Gesamtmittel für die erneuerbare Stromproduktion sowie die Flexibilisierung der Stromtarife je nach Angebot und Nachfrage im Sinne einer Verbesserung der Versorgungssicherheit und auch die Eigenverbrauchsmöglichkeit.
- Wir bedauern auch, dass für die eingereichten Gesuche, die seit Jahren noch nicht behandelt bzw. bewilligt wurden, die Spielregeln im Vergleich zum Einreichdatum verändert werden sollen und damit die Planungssicherheit nicht mehr gewährleistet wird und auch unnötige Aufwendungen für die Vorabklärungen bei Projekten gemacht wurden, die angesichts der neuen Voraussetzungen nicht mehr realisiert werden. Die Planungssicherheit ist für

jeden Investor insbesondere bei nicht wirtschaftlichen Projekten für die Realisierung ein entscheidender Punkt.

- Wir unterstützen sehr, dass das Programm von ProKilowatt gemäss Angaben des BFE bis 2030 weitergeführt wird und möchten beantragen, dass dafür auch ein angemessener Betrag sichergestellt wird.
- Wir gehen davon aus, dass Trinkwasserkraftwerke zwischen EVS und Investitionsbeiträgen wählen können, sonst möchten wir beantragen das zu ergänzen.
- Art. 2: Wir begrüssen ausdrücklich, dass bei der Biomasse Rückstände und Abfälle explizit aufgeführt werden.
- Art. 3: Wir begrüssen ausdrücklich, dass als Neuanlage gilt, wenn eine bestehende Produktionsanlage komplett ersetzt wird.
- Art. 10: Wir begrüssen, dass Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen von der Untergrenze ausgeschlossen werden.
- Art. 13: Wir bedauern, dass der ökologische Mehrwert nicht auf den geförderten Bereich bezogen wird und z.B. zwischen erneuerbarer Strom- und Wärmeproduktion nicht genauer differenziert wird (zumal in Art. 87 bei den anrechenbaren Investitionen für die Förderung Fernwärmenetze ausgeschlossen werden, im Gegensatz zum ökologischen Mehrwert), da dies den Anreiz für einen Ausbau von entsprechenden Wärmeverbänden verhindert.
- Art. 15: Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW. Wir schlagen vor, diese *Limite für Wasserversorgungen auf 100 kW zu erhöhen*.
- Art. 73, b.: Wir beantragen eine differenzierte Unterteilung bei Kläranlagen: *250'000 Franken bei Kläranlagen über 50'000 EW, 100'000 Fr. bei Kläranlagen unter 50'000 EW*.
- Art. 87, d: Wir beantragen, dass Anlagen für den Betrieb von Fernwärme-/Fernkältenetzen aus erneuerbaren Quellen und Abwärme (nicht nur beschränkt auf Biomasseanlagen) in geeigneter Form von Fördermitteln profitieren können. Diese stehen in harter Konkurrenz mit der Öl- und Gasbranche. Erst mit einer weiteren Erhöhung der CO₂-Abgaben kann hier ein gewisser Ausgleich erreicht werden.
- Anhang 1.4: Wir begrüssen die Vergütungen für die Strom- und Wärmeproduktion hydrothormaler und petrothormaler Geothermieanlagen ausdrücklich.
- Anhang Wasserkraftanlagen, 2.4.1: Netznutzungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 50 kW haben nur bis zur äquivalenten Leistung von 50 kW Anspruch auf den Wasserbau-Bonus: *Wir empfehlen die 50 kW auf 100 kW zu erhöhen, zumindest bei Trinkwasserkraftwerken*.

Vorlage 4: Energieverordnung (EnV)

Wir sind mit der Richtung der Anpassungen grundsätzlich einverstanden, haben aber noch folgende Bemerkungen:

- Art. 7: Unserer Ansicht nach besteht auch Koordinationsbedarf im Zusammenhang mit dem Ausbau der Fernwärme- und Fernkältenetze, insbesondere betreffend Zusammenspiel mit der bestehenden Gasinfrastruktur, aber auch in Sachen Priorisierung der Nutzung erneuerbarer Wärme (standortgebundene Wärme zuerst, höherwertige Abwärme zuerst). Uns ist bewusst, dass hier die Aufgabenteilung zwischen Bund und Kantonen eine Rolle spielt.

- Art. 13: Wir bedauern, dass die erneuerbaren Energien nicht höher bewertet werden.
- Art. 15: Wir begrüßen die Möglichkeit des Eigenverbrauches.
- Art. 23: Wir begrüßen eine Überprüfung der prognostizierten Strom-einsparungen. Diese soll aber praxisnah ausgerichtet und nicht unnötig hohen Aufwand z.B. für Messungen beinhalten, damit Investoren nicht abgeschreckt werden zusätzliche Massnahmen anzugehen. Der Ansatz muss möglichst planbar bleiben.
- Art. 54/55: Wir begrüßen, dass auch private Organisationen mit einbezogen werden.
- Art. 57: Wir begrüßen, dass auch die Abwärmenutzung gebührend berücksichtigt wird.
- Art. 59:
 - Wir bedauern ausserordentlich, dass öffentliche Bauten ausgeschlossen werden, da auch diese Wirtschaftlichkeits-Überlegungen machen müssen.
 - Wir bedauern, dass besonders effiziente Nutzungen mit fossilen Energien wie WKK von der Förderung ausgeschlossen werden.
- Art.64: Wir begrüßen, dass die Abwärmenutzung gebührend aufgeführt wird.
- Anhänge 1 und 2: Wir befürworten die Erkundungsbeiträge und Garantien für die Geothermie. Im Sinne der Gleichberechtigung bedauern wir ausserordentlich, dass der Bund keine solche Risikogarantie für den Aufbau und Betrieb von Fernwärmenetzen mit erneuerbaren Energien und Abwärme vorsieht, da insbesondere die Abhängigkeit von grösseren Industriebetrieben als Abnehmer oder Abwärmelieferant ein grosses Risiko beinhaltet und Investoren nach wie vor abhält, selbst wirtschaftliche Wärmeverbände aufzubauen.
Wir beantragen, dass auch für den Aufbau und Betrieb von Fernwärme- und kältenetzen mit erneuerbaren Energien und Abwärme eine Risikogarantie wie bei der Geothermie geschaffen wird.

Vorlage 5: Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (GebV-En)

Wir haben keine Bemerkungen.

Vorlage 6: Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSv)

Wir begrüßen die Anpassungen grundsätzlich und haben noch folgende Bemerkungen:

- Art. 3: Wir begrüßen aus Effizienz- und Kostengründen ausdrücklich eine Ausnahmeregelung bei Kleinanlagen.

Vorlage 7: Kernenergieverordnung (KEV)

Keine Bemerkungen.

Vorlage 8: Landesgeologieverordnung (LGeoIV)

Keine Bemerkungen.

Vorlage 9: Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Wir begrüssen die Einführung von intelligenten Messsystemen, da diese die Stromversorgungssicherheit erhöhen.

- Wichtig ist dabei, dass die Endverbraucher die Wahl haben Lastverschiebungen vorzunehmen oder auch nicht. Dies ist z.B. für Kläranlagen oder Wasserversorgungen sehr wichtig, damit sie ihren Hauptzweck erfüllen können, nämlich die Reinigung des Abwassers bzw. jederzeit und ausreichend sauberes Trinkwasser zu liefern.

Wir hoffen, Ihnen mit unseren Rückmeldungen gedient zu haben und dass wir dank diesen Anpassungen neben der Energiewende auch die Wärmewende erreichen können.

Bei Fragen steht Ihnen unser Geschäftsführer gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Thierry Burkart
Präsident VFS, Nationalrat



Andreas Hurni
Geschäftsführer VFS

Elektronisch an :

energiestrategie@bfe.admin.ch

UVEK
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Granges-Paccot/Windisch/Baden, le 8 mai

**Vernehmlassung : Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur
Energiesstrategie 2050 – Änderungen auf Verordnungsstufe**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,

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

Der Schweizerische Fachverband für Wärmekraftkopplung (WKK-Fachverband)
bezweckt die Förderung der Technologie der Wärmekraftkopplung (WKK) und ihrer
Anwendung. Der WKK-Fachverband bündelt die Interessen seiner rund 100
Mitglieder aus Anlagenbetreiber, Energieversorgern, Ingenieuren,
Installationsfirmen sowie Herstellern und Lieferanten von WKK-Anlagen und ihren
Komponenten.

Der WKK-Fachverband findet im ersten Massnahmenpaket der Energiesstrategie
einen neuen, in die Zukunft weisenden Rechtsrahmen, den er in der vom
Parlament verabschiedeten Fassung unterstützt.

Zu den Vorlagen hat der WKK-Fachverband folgende Bemerkungen:

**Rückerstattung der CO₂-Abgabe an Betreiber von WKK-Anlagen (Art. 96a
Abs. 1 Bst. a und Art. 98a Abs. 1 CO₂-Verordnung)**

WKK-Anlagen erzeugen bedarfsgerecht Wärme und Strom und sind deshalb ein
bedeutender Baustein der Energiesstrategie. Sie leisten einen komplementären
Beitrag im Winterhalbjahr, wenn einerseits der Bedarf durch Elektrowärmepumpen
erhöht ist und künftig weiter ansteigen wird und andererseits einheimische
erneuerbare Quellen aus Wasserkraft und Photovoltaik nur einen gegenüber dem
Sommerhalbjahr reduzierten Anteil an der Stromerzeugung ausmachen.

Der Verordnungsentwurf nimmt für eine Rückerstattung die ursprünglich auf Gesetzesstufe beantragte Leistungsuntergrenze von 1 MW Gesamtfeuerungswärmeleistung wieder auf. Dies hätte eine Begrenzung auf höchstens 200 zusätzliche mit Biomasse oder fossilen Brennstoffen betriebene WKK-Anlagen zur Folge. Der energiepolitische Zweck legt vielmehr keine Leistungsuntergrenze für die Rückerstattungs berechtigung nahe. Wie der Erläuternde Bericht zur Teilrevision der CO₂-Verordnung auf Seite 4 festhält, trägt die Rückerstattung der CO₂-Abgabe dazu bei, die Versorgungssicherheit beim Strom zu stärken, und schafft zusätzliche Anreize für Effizienzmassnahmen.

Antrag CO₂-Verordnung

Art. 96a Bst. a Rückerstattung für Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, die WKK-Anlagen betreiben

1 Ein Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, welches WKK-Anlagen betreibt, erhält auf Gesuch hin 60 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die für die Stromproduktion nach Artikel 32a des CO₂-Gesetzes eingesetzt wurden, rückerstattet, wenn:

- a. eine oder mehrere WKK-Anlagen je eine Feuerungswärmeleistung von ~~mindestens 1 MW und~~ höchstens 20 MW aufweist;

Art. 98a Abs. 1 Rückerstattung für Unternehmen, die WKK-Anlagen betreiben

1 Ein Unternehmen, das weder am EHS teilnimmt noch einer Verminderungsverpflichtung unterliegt und das WKK-Anlagen nach Artikel 32a Absatz 1 des CO₂-Gesetzes betreibt, erhält für jede WKK-Anlage die je eine Feuerungswärmeleistung von ~~mindestens 1 MW und~~ höchstens 20 MW aufweist auf Gesuch hin 60 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, rückerstattet.

Mindestanforderungen an Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem (Anhang 1.5 Energieförderungsverordnung)

Der WKK-Fachverband würde eine Ergänzung der Verordnungsbestimmungen im Sinne der heutigen Praxis begrüssen.

Antrag Energieförderungsverordnung

Anhang 1.5

2.2.3 Dampfprozesse und Heissluft- oder Heissgas-Prozesse, insbesondere Organic-Rankine-Cycle, Dampfturbinen, ~~und~~ Dampfmotoren und extern befeuerte Heissluftturbinen und Stirlingmotoren müssen einen minimalen

Gesamtenergienutzungsgrad gemäss folgendem Diagramm erreichen:

[...]

2.2.4 Übrige WKK-Anlagen, insbesondere Blockheizkraftwerke, (Micro-) Gasturbinen, Brennstoffzellen ~~und Stirlingmotoren~~ müssen die folgenden energetischen Mindestanforderungen erfüllen:

[...]

Zusätzlich zu diesem spezifischem Anliegen unterstützen wir auch alle Vernehmlassungs-Argumente unserer Partnerorganisation V3e, wie im Folgenden ausformuliert:

1. Energieverordnung (EnV)

Art. 59 Globalbeiträge an kantonale Programme zur Förderung der Energie- und Abwärmenutzung

[...]

2 Globalbeiträge dürfen nicht eingesetzt werden für:

- a. öffentliche Bauten und Anlagen des Bundes und der Kantone;
- b. Anlagen, die ~~fossile Energien verbrauchen~~ **keinen Anteil an erneuerbarer Energie enthalten oder keinen Strom produzieren.**

Begründung: Auf dem – voraussichtlich langen – Übergang zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung erneuerbarer Energien gründet“ (vgl. Art. 1 Abs. 2 lit. c EnG) werden noch einige Zeit auch fossile Energieträger eingesetzt werden müssen. Dies im ungünstigen Fall via Stromimporte aus nicht kontrollierbaren Quellen aus dem Ausland. Mit dem Ziel einer „sparsamen und effizienten Energienutzung“ (vgl. Art. 1 Abs. 2 lit. b EnG) müssen fossile Energieträger im Rahmen des vorliegenden 1. Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 vor allem exergetisch genutzt werden. Dies erfolgt vorbildhaft mit Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK), welche die Exergie des Brennstoffs nutzen und zudem die anfallende Anergie (Abwärme) für Heizzwecke einsetzen. Sie dienen zudem bedarfsgerecht der Sicherstellung der Stromversorgung in der Schweiz. Diese bereits im „Übergang“ kategorisch von Förderbeiträgen auszuschliessen, ist der Versorgungssicherheit nicht dienlich.

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 oder der Gesamtenergiewirtschaftlichen Stabilität dienen.

Begründung: Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird über längere Zeit eine fundamentale und herausfordernde Aufgabe der Energiewirtschaft sein. Eine etwas breitere Ausrichtung der Programme ist deshalb angezeigt.

2. Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 2 Begriffe

In dieser Verordnung bedeuten

[...]

c. biogenes oder synthetisches Gas: aus Biomasse, aus anderen erneuerbaren Energien oder aus Abfällen hergestellte Gas;

Begründung: Die Beschränkung auf aus Biomasse hergestelltes Gas greift zu kurz. Das Ziel des Gesetzgebers ist ja die Förderung der Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromproduktion. Speicherbare und bedarfsgerecht in Stromerzeugungsanlagen einsetzbare Energieträger werden dabei eine wichtige Rolle spielen müssen. Neben Biogas gibt es eine Reihe anderer aus erneuerbaren Energieträgern oder aus Abfällen (nicht nur aus Biomasse entstandene) herstellbare gasförmige Brennstoffe, die dazu beitragen können. Grundsätzlich müssten auch daraus erzeugte flüssige Brennstoffe miteinbezogen werden.

[...]

6. Kapitel: Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

1. Abschnitt: Anspruchsvoraussetzungen

Art. 72 Begriffe

[...]

~~3 Als Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung gemäss Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe e EnG gelten Anlagen zur Produktion von Elektrizität aus Holz, die eine elektrische Leistung von höchstens 3 MW aufweisen.~~

Begründung: Der im Gesetz verankerte Begriff «regionale Bedeutung» kann schlecht mit einer maximalen elektrischen Leistung von höchstens 3MW gegen oben abgegrenzt werden. 3 MW sind eine vergleichsweise geringe elektrische Leistung und damit kann vielerorts kaum eine «regionale Bedeutung» begründet werden. Es müsste eher eine untere Leistungsgrenze festgelegt werden. Empfehlung: weglassen und Praxis abwarten.

Art. 74 Energetische Mindestanforderungen

1 Die energetischen Mindestanforderungen sind in Anhang 2.3 festgelegt.

2 Bei erheblichen Erneuerungen muss die Anlage nach der Erneuerung mindestens gleich viel Elektrizität oder Gas produzieren wie vorher.

Begründung: Wie die vom Bundesamts für Energie (EnergieSchweiz) unterstützte Studie «Potential zur Effizienzsteigerung in Kläranlagen mittels Einspeisung oder Verstromung des Klärgases» (Swisspower, 12.08.2013) aufzeigt kann die Aufbereitung und Einspeisung des Klärgases ins Erdgasnetz ökologisch besser sein, als die direkte Nutzung vor Ort via BHKW. Die Option Erneuerung der Anlage zur

Einspeisung des Klärgases muss deshalb auch möglich sein.

Art. 87 Nicht anrechenbare Kosten

Nicht anrechenbar sind insbesondere Kosten:

[...]

d. für Anlagenteile zur Aufbereitung von Brennstoffen, sofern diese nicht Teil der Anlage sind oder für die Einspeisung aufbereiteter Gase ins Erdgasnetz dienen, oder für den Betrieb eines Fernwärmenetzes.

Begründung: Die Aufbereitung der Brennstoffe ist ein wesentlicher Anteil der Biomasseanlage. Mit der Möglichkeit beispielsweise Klärgas aufzubereiten und ins Erdgasnetz zu speisen, darf dieser Anlagenteil nicht von der Summe der anrechenbaren Investitionskosten ausgeschlossen werden.

Anhang 1.5 Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem

Antrag:

Beibehalten des Bonus für externe Wärmenutzung von 2.5 Rp/kWh gemäss bisherigem Anhang 1.5 Ziff 6.5 h.

Begründung: Im bisherigen Anhang 1.5 der EnV wurde unter Ziff. 6.5 h ein Bonus für externe Wärmenutzung von 2.5 Rp/kWh gewährt. Damit war die Forderung einer erhöhten Wärmenutzung. Im Begleitbericht wird das Streichen des Bonus mit der stärkeren Fokussierung auf die Stromproduktion begründet. Dies ist so nicht nachvollziehbar. Dies ist so nicht nachvollziehbar. Die erhöhte Nutzung der ohnehin anfallenden Abwärme verbessert keineswegs die Stromproduktion. Eine erhöhte Nutzung der Abwärme unterstützt vielmehr den Zweck des neuen Energiegesetzes, nämlich die effiziente Energienutzung und reduziert zudem die CO₂-Emission falls der damit abgedeckte Wärmebedarf mit fossilen Energieträgern gedeckt werden muss.

Antrag:

Vergütungssatz unter Ziff. 4.1 mit $52 \times^{-0.15}$ festlegen

Begründung: Der Vergütungssatz fällt bei zunehmender Leistung sehr viel stärker als bei der Grundvergütung von Biomasse – die ohnehin 1.5 Rp/kWh höher ist. Mit einer Korrektur des Exponenten in der Berechnungsformel von -.017 auf -0.15 kann die Degression etwas verkleinert werden.

Anhang 2.3 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

[...]

2.2 Inhalt des Gesuchs

Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:

[...]

d. installierte elektrische Leistung (kW_{el}) oder Gasleistung (kW_{gas}) vor und nach der Investition;

e. erwartete brutto Elektrizitäts- oder Gasproduktion pro Kalenderjahr vor und nach der Investition

[...]

3. Änderungen der CO2-Verordnung: Rückerstattung CO2-Abgabe von WKK-Anlagen

Einleitung

Wir begrüssen grundsätzlich die vorgesehene Ergänzung des CO2-Gesetzes mit den Art. 31a, 32a und 32b, welche zumindest eine teilweise Rückerstattung der CO2-Abgabe von WKK-Anlagen ermöglicht. Damit wird die hohe Umwandlungseffizienz der Wärme-Kraft-Kopplung, welche den eingesetzten Brennstoff nicht nur in Wärme umwandelt, sondern auch den hochwertigen Anteil nutzt und Strom generiert, berücksichtigt. Interessant ist, dass heute Technologien vorhanden sind, welche bereits bei kleinsten Anlageleistungen hohe elektrische Wirkungsgrade (> 30%) ausweisen und bei grossen Anlagen über 50 % erreicht werden. Für die künftige Versorgungssicherheit und die eigene Stromversorgung in der Schweiz ein relevanter Beitrag, der jedoch in einem stark verzerrten Marktumfeld mit substantiellen Problemen konfrontiert ist, um konkurrenzfähig zu sein. Nahe zu alle übrigen Stromerzeugungsarten werden auf unterschiedliche Art finanziell gefördert oder bei Stromimporten werden die damit verbundenen CO2-Emissionen ausgeblendet.

Wir erachten es deshalb als notwendig, dass die Auflagen für die Rückerstattung der CO2-Abgabe niederschwellig sind und keinen grossen Zusatzaufwand beim Betreiber der WKK-Anlage wie auch bei der Behörde auslöst.

In der parlamentarischen Debatte wurde die Anlagegrösse für Rückerstattung der CO2-Abgabe eingehend diskutiert und schlussendlich vom ursprünglichen Vorschlag des Bundesrats, eine untere Limite von 1 MW Feuerungswärmeleistung festzulegen, Abstand genommen und im Gesetz kein Wert eingesetzt. Die Regelung der Einzelheiten für die Umsetzung wurde dem Bundesrat übertragen. In der Verordnung wurde nun einfach wieder der Grenzwert von 1 MW Feuerungswärmeleistung aufgenommen und eine eher komplizierte Regelung für den Nachweis der Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz eingesetzt.

Mit dem Ziel, dass von der Rückerstattung der CO2-Abgabe möglichst viele WKK-Anlagen profitieren und damit die in der Schweiz eingesetzten fossilen Brennstoffen hocheffizient genutzt werden und zur Sicherung der Stromversorgung vor allem im Winterhalbjahr beitragen, schlagen wir ihnen deshalb folgende Anpassungen vor:

Art. 96a Rückerstattung für Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, die WKK-Anlagen betreiben

1 Ein Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, welches WKK-Anlagen betreibt, erhält auf Gesuch hin 60 Prozent der CO2-Abgabe auf den Brennstoffen, die für die Stromproduktion nach Artikel 32a des CO2-Gesetzes eingesetzt wurden, rückerstattet, wenn:

- a. eine oder mehrere WKK-Anlagen je eine Feuerungswärmeleistung von ~~mindestens 1 MW~~ höchstens 20 MW aufweisen;
- b. ~~eine oder mehrere WKK-Anlagen gegenüber dem Jahr 2012 zusätzlich 1,22 GWh Strom pro Jahr produziert hat, der mit fossilen Brennstoffen erzeugt wurde; und~~
- c. ~~der zusätzlich produzierte Strom ausserhalb des Unternehmens verwendet wurde.~~

2 Es hat Anspruch auf die Rückerstattung der restlichen 40 Prozent der CO2-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion nach Artikel 32a des CO2-Gesetzes eingesetzt wurden, wenn es:

- a. diesen Betrag für Massnahmen nach Artikel 31a Absatz 2 des CO2-Gesetzes einsetzt;
- b. ~~die Massnahme wirksam der Steigerung der Energieeffizienz dient;~~

Begründung: in Artikel 32b Absatz 2 beschreibt bereits "... Steigerung Energieeffizienz ...".

b. (neu) diesen Betrag oder den nicht für hiervor in lit a genannte Massnahmen genutzten Betrag für die Beschaffung von aus Biomasse oder aus anderen erneuerbaren Energien hergestellte Brennstoffe verwendet

Begründung: Zweck des CO2-Gesetzes (Art. 1) ist nach wie vor die Verminderung der CO2-Emissionen. Durch die Steigerung der Energieeffizienz wird diesem Zweck nur entsprochen, falls dadurch der Verbrauch an fossilen Energieträgern reduziert wird. Wird damit ausschliesslich der Stromverbrauch reduziert, entspricht dies zwar dem Ziel des Energiegesetzes, leistet aber nur einen kleinen Beitrag zur Reduktion der CO2-Emissionen. Dies wird beispielsweise auch durch das Monitoring von Energiesparmassnahmen im Rahmen der Zielvereinbarungen mit der Energieagentur der Wirtschaft bestätigt: Sparmassnahmen im Bereich des Stromverbrauchs leisten keinen Beitrag zur Reduktion der CO2-Intensität.

Obschon der mit dem 1. Massnahmenpaket zur ES 2050 revidierte Artikel 34 (CO2-Gesetz) nicht mehr explizit die Förderung der erneuerbaren Energien erwähnt, entspricht die vorgeschlagene Massnahme dem Ziel dieses Artikels: Verminderung der CO2-Emissionen bei Gebäuden.

Weil der überwiegende Teil der mit Verbrennungsmotoren ausgerüsteten WKK-Anlagen mit Erdgas versorgt wird, ist der Bezug von Biogas über das Erdgasnetz zudem sehr einfach. Der Nachweis kann wie beispielsweise im Anhang 1.5 EnFV Ziff. 2.3.5 beschrieben durch den Gaslieferanten erfolgen.

Diese Massnahme bietet sich insbesondere für kleinere Anlagen an, wo der Aufwand beim Betreiber und bei der Behörde für den Nachweis und die Überprüfung von Massnahmen zur Effizienzsteigerung relativ gross ist. Deshalb kann in Absatz 1 hievon auch gut auf eine untere Leistungsgrenze verzichtet werden.

[...]

- e. die Massnahmen bis 2020 umsetzt; das BAFU kann die Frist auf Gesuch hin um ~~zwei~~ vier Jahre erstrecken;

Begründung: Um grössere Massnahmen umzusetzen kann es zweckmässig sein die rückerstatteten Gelder über mehrere Jahre aufzusummieren.

[...]

Art.98a Rückerstattung für Unternehmen, die WKK-Anlagen betreiben

1 Ein Unternehmen, das weder am EHS teilnimmt noch einer Verminderungsverpflichtung unterliegt und das WKK-Anlagen nach Artikel 32a Absatz 1 des CO₂-Gesetzes betreibt, erhält für ~~jede~~ WKK-Anlage die ~~je~~ eine Feuerungswärmeleistung von ~~mindestens 1 MW~~ ~~und~~ höchstens 20 MW aufweisen auf Gesuch hin 60 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, rückerstattet

2 Das Unternehmen hat Anspruch auf die Rückerstattung der restlichen 40 Prozent der CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, wenn es:

- a. diesen Betrag für Massnahmen nach Artikel 32b Absatz 2 des CO₂-Gesetzes einsetzt;
- b. ~~die Massnahme wirksam der Steigerung der Energieeffizienz dient;~~

Begründung: Analog zur Korrektur in Art. 96a

b. (neu) diesen Betrag oder den nicht für hiervor in lit a genannte Massnahmen genutzten Betrag für die Beschaffung von aus Biomasse oder aus anderen erneuerbaren Energien hergestellte Brennstoffe verwendet

Begründung: Analog zur Korrektur in Art. 96a

[...]

e. die Massnahmen innerhalb von drei Folgejahren umsetzt; das BAFU kann die Frist auf Gesuch hin um ~~zwei~~ vier Jahre erstrecken.

Begründung: Analog zur Korrektur in Art. 96a.

Art. 98b Gesuch um Rückerstattung für ~~übrige Unternehmen, die WKK-Anlagen betreiben~~

1 Das Rückerstattungsgesuch ist bis zum 30. Juni beim BAFU zuhanden der Vollzugsbehörde einzureichen. Es muss der von der Vollzugsbehörde vorgegebenen Form entsprechen und insbesondere enthalten:

- a. die Menge der für die Stromproduktion verwendeten abgabebelasteten Brennstoffe berechnet ~~sich~~ anhand der auf dem Herkunftsnachweis ausgewiesenen jährlichen Strommenge und des Heizwertes des verwendeten Energieträgers;
- b. Angaben über die Feuerungswärmeleistung;
- c. Angaben über die jährliche Entwicklung der CO₂-Emissionen, die aufgrund der gemessenen Produktion von Strom entstanden sind;
- d. Angaben über geplante Massnahmen;
- e. Angaben über Menge und Art der für die Stromproduktion verbrauchten fossilen Brennstoffe in Form von Aufzeichnungen über Eingang, Ausgang und Verbrauch der Brennstoffe sowie über die Lagerbestände;
- f. die Rechnungen über die bezahlten CO₂-Abgaben;
- g. den Herkunftsnachweis nach Artikel 9 Absatz 1 EnG23;
- h. den angewendeten CO₂-Abgabesatz.

Bemerkung: Die Liste der an die Vollzugsbehörde zu meldenden

Angaben scheint uns eher lang und es ist nicht klar wie damit die für die Stromproduktion verwendete Menge an fossilen Brennstoffen effektiv nachgewiesen wird. Wir sind gerne bereit mit der Behörde eine zweckmässige Formulierung und Auflistung zu erarbeiten.

2 Das BAFU prüft die Voraussetzungen nach Absatz 1 Buchstaben a– d und leitet das Gesuch zum Entscheid an die EZV weiter.

~~3 Das Rückerstattungsgesuch muss zusätzlich einen Monitoringbericht auf Formular enthalten. Dieser muss insbesondere Angaben über die Entwicklung der CO2-Emissionen, die aufgrund der Stromproduktion entstanden sind, sowie eine Beschreibung der umgesetzten~~

~~Massnahmen und Investitionen enthalten.~~

Begründung: Mit den in Art. 98b Absatz 1 lit. a – h geforderten Angaben sind alle Informationen vorhanden und es ist nicht einsehbar, wieso der Betreiber einer Anlage noch weiterer Aufwand leisten muss.

Wir danken Ihnen im Voraus für Ihre wohlwollende Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für weitere Erläuterungen jederzeit zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

WKK-Fachverband

Heini Glauser
Präsident

Susanne Michel
Juristin und Vorstandsmitglied