

aeesuisse • Falkenplatz 11 • Postfach • 3001 Bern

Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK,
Bundesamt für Energie, BFE

Per Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 28. Mai 2024

Stellungnahme zur Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf Verordnungsstufe und den weiteren Änderungen der betroffenen Verordnungen (EnV, EnFV, StromVV, WResV, VHBT)

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf Verordnungsstufe. Die aeesuisse unterstützt die Vorlage in seinen Grundzügen sowie die damit verbundenen Ziele und dankt Ihnen für deren Erarbeitung.

Im Besonderen danken wir Ihnen für die Durchführung der Informationsveranstaltung vom 5. März 2024. Wir bewerten diese als sehr gelungen und empfanden die offenen Erläuterungen und die unmittelbare Klärung von Fragen im Rahmen der Veranstaltung als sehr hilfreich bei der Erarbeitung unserer Stellungnahme. Die Beibehaltung solcher Formate im Rahmen weiterer Vernehmlassungsprozesse zu umfangreichen Revisionen würden wir sehr begrüßen.

Allgemeine Information zur aeesuisse

Die aeesuisse ist die Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Wir vertreten die Interessen von 40 Branchenverbänden und damit 42'500 Unternehmen in der Schweiz, die in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz engagiert sind. In ihrem Sinne stehen wir ein für eine fortschrittliche und nachhaltige Energie- und Klimapolitik. Wir unterstützen den Bundesrat in seinem Netto-Null-Emissionsziel bis 2050 und treten ein für eine konsequente und beschleunigte Umsetzung der Energiestrategie 2050.

Prioritäre Verbesserungsvorschläge

Die aeessuisse hat den parlamentarischen Erarbeitungsprozess des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien eng begleitet und sich bei der Formulierung der nachfolgenden Anträge mitunter am parlamentarischen Willen orientiert.

Minimale Abnahmevergütungen realitätsnah neu berechnen (Art. 12 EnV)

Gemäss Gesetz (Art. 15 Abs. 1bis EnG) haben sich die Minimalvergütungen an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer zu orientieren. Diesem Gesetzesauftrag wird mit den vorgeschlagenen Minimalvergütungen nicht entsprochen: Es gibt verschiedene Kritikpunkte an der Berechnungsweise der Minimalvergütung gemäss Vernehmlassungsvorlage (vgl. Seiten 10-12). Wir interpretieren diese Gesetzesformulierung zudem so, dass einerseits die Minimalvergütungen regelmässig überprüft werden müssen, und andererseits Spielraum besteht («orientieren sich»), um sinnvolle Anreize zu setzen, wie z.B. für die vollständige Nutzung von Dächern. Wir beantragen, dass die Minimalvergütungen neu errechnet werden. Unsere eigenen Rentabilitätsberechnungen ergeben folgende Minimalvergütungen:

- a. für Solaranlagen mit einer Leistung unter 30 kW: **8 Rp./kWh**
- b. für Solaranlagen mit Eigenverbrauch und einer Leistung von 30 bis 150 kW: **4 Rp./kWh**
- c. für Solaranlagen ohne Eigenverbrauch mit einer Leistung von 30 bis 150 kW: **7 Rp./kWh**

Hürden für Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) abbauen

Messtarife (Art. 8 StromVV): Die Tarifobergrenze für lokale Elektrizitätsgemeinschaften ist in Relation zu setzen zum Standardtarif von höchstens 6.00 Franken, da ansonsten lokale Elektrizitätsgemeinschaften systematisch benachteiligt werden.

Anschlussleistung (Art. 19e StromVV): Die Eintrittshürde für eine LEG mit mindestens «20% der Anschlussleistung» ist zu hoch und verhindert die Gründung einer LEG. Der grösste Anteil der Produktion muss ins Netz zurückgespielen werden. Ein lokaler LEG Verbrauch wird verhindert und es besteht kein Anreiz, in grössere Anlagen zu investieren. Diese Effekte können grösstenteils korrigiert werden, wenn der Anteil der Anschlussleistung bei 5% bis maximal 8% liegt.

Willensbekundung über Beitritt/Austritt (Art. 19g, Abs. 1 StromVV): Den Verteilnetzbetreibern ist es ein Anliegen, dass die Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft teilnehmen, ihre Teilnahme oder ihren Austritt gegenüber der Vertreterin oder dem Vertreter der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft und damit auch den Netzbetreibenden verbindlich mitteilen. Der neu vorgeschlagene Bst. f darf allerdings nicht dazu führen, dass die Netzbetreiber Unterschriften verlangen. LEGs müssen digital abgewickelt werden, d.h. das Onboarding muss über digitale Plattformen möglich sein.

Offenlegung der Netztopologie durch Verteilnetzbetreiber (Art. 19g, Abs. 2 StromVV): Das Konzept „interessierte Personen“ ist zu allgemein formuliert und muss konkretisiert werden. Eine maximalistische Auslegung könnte dazu führen, dass Informationen über Anschlüsse und Netzwerktopologie einer breiten Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden müssen, was zu Problemen bzgl. Effizienz und Datenschutz führen könnte. Wir beantragen eine Formulierung, die diesen Bedenken gerecht wird und gleichzeitig die Bildung von LEGs nicht erschwert.

Reduktion des Netznutzungstarifs (Art. 19h StromVV): Der Abschlag des Netznutzungstarifes bietet ungenügende Anreize, um eine LEG mit Netzwerkeffekten und smarte LEGs zu gründen. Der Anreiz muss deutlich grösser sein, um das Potential der vorhandenen Flexibilitäten zu erschliessen. Nur so werden systemdienliche LEGs entstehen. Der politischen Debatte war eindeutig der Wille zu entnehmen, dass auf einer Netzebene 60% angebracht sind.

Zentrales Register zur Umsetzung des Markts für Effizienzdienstleistungen (Art. 51a ff. EnV)

Die aeesuisse hat sich während des parlamentarischen Prozesses vermittelnd für eine Kompromisslösung bei der Schaffung eines Marktes für Effizienzdienstleistungen eingesetzt und diese vermittelnde Rolle bei der Erarbeitung dieser Stellungnahme beibehalten. Damit das Effizienzsystem praktikabel, einheitlich und mit einem möglichst geringen administrativen Aufwand funktioniert, muss für die Abwicklung der Nachweise und die Erfüllung von Meldepflichten ein zentrales Register aufgebaut werden. Das neue Register könnte sich an die bestehende Plattform zu den Herkunftsnachweisen nach Art. 9 EnG anlehnen. Das Register muss durch eine Stelle betrieben werden, deren Unabhängigkeit geregelt wird. Es braucht eine behördliche Garantie für die Gültigkeit der ausgestellten Nachweise. Die Zielvorgabe soll zudem erstmalig für das Kalenderjahr 2026 gelten, sodass Elektrizitätslieferanten genügend Zeit belassen wird, das Effizienzsystem bzw. das zentrale Register aufzusetzen.

Ausbaupfad für Mindestanteile an Elektrizität aus inländischen erneuerbaren Energien in der Grundversorgung (Art. 4a StromVV)

Der im Vernehmlassungsentwurf vorgeschlagene Mindestanteil von 20% liegt deutlich unter dem Status quo des Schweizer Strommixes (ca. 60% erneuerbare Energien). Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Beschaffungssituation vieler Verteilnetzbetreiber schlagen wir 30% als Ausgangspunkt vor. Zur Erreichung der Ausbauziele braucht es danach eine Steigerung, die sich am angestrebten Produktionsmix respektive dem Importanteil 2050 orientiert. Unser Vorschlag wird insb. von den Energieversorgungsunternehmen, die bei uns Mitglied sind, mitgetragen.

Herabsetzung der Schwellenwerte für Anlagen von nationalem Interesse (Art. 8, 9, 9a EnV)

Generell: Zur fristgerechten Erreichung der Ausbauziele nach Art. 2 EnG, müssen die Schwellenwerte der mittleren erwarteten Produktion zur Erlangung des nationalen Interesses gesenkt werden, sodass das Potenzial der Wasserkraft, Wind- und Solarenergie in definierten Eignungsgebieten möglichst ausgeschöpft werden kann.

Konkret zu Art. 9a (Solaranlagen): Eine mittlere erwartete Produktion Oktober-März von mindestens 5 GWh entspricht ungefähr der unteren Limite für PV-Anlagen im «Solarexpress». In der bisherigen Praxis zeigt es sich jedoch, dass kleinere Anlagen eine viel höhere Realisierungschance haben und geringere Umweltauswirkungen aufweisen. Wir empfehlen deshalb, die Limiten tiefer zu setzen. Mit «Solaranlagen» sind gemäss Erläuterungen zudem auch solarthermische Anlagen mitgemeint, allerdings können diese den aktuellen Schwellenwert kaum erreichen. Die solarthermische Anlage in Ludwigsburg, eine der grössten in Deutschland, produziert jährlich 5.6 GWh. Wir schlagen deshalb eine gesonderte Anforderung für solarthermische Anlagen von mindestens 1 GWh Produktion im Winterhalbjahr vor.

Der Vernehmlassungsentwurf enthält ferner keine Angaben dazu, ab welcher Grösse und Bedeutung Elektrolyseure von einem nationalen Interesse sein sollen. Wir schlagen eine Definition anhand von zwei Kriterien im Sinne einer ODER-Regelung vor (vgl. Art. 8a EnV).

Ungeschmälerte Beibehaltung der Schutzinteressen unter Art. 7b EnV

Wir unterstützen die explizite Aufführung der bei Festlegung der Eignungsgebiete zu berücksichtigenden Schutzinteressen vollumfänglich. Die Versprechen während der parlamentarischen Debatte gegenüber den Schutzinteressenverbänden werden mit diesem Artikel ungeschmälert eingehalten. Es bietet sich zwecks Rechtssicherheit einzig an, das Konzept «Grundlagen» zu konkretisieren.

Energieverordnung (EnV)

Art. 5 – Technische Anforderungen und Verfahren

¹ Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) regelt insbesondere:

- a. die Anforderungen an die Herkunftsnachweise und deren Gültigkeitsdauer;
- b. die Verfahren für die Erfassung, die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung der Herkunftsnachweise und deren Entwertung;

...

- ~~e. die Anforderungen an die Verwendung von Herkunftsnachweisen.~~

Begründung

Um einen ökologisch und ökonomisch nachhaltigen Einsatz zu gewährleisten, muss die Verwendung von Herkunftsnachweisen den Verbrauchern überlassen bleiben. Insbesondere ist von einer Beschränkung der Herkunftsnachweise auf bestimmte Verbrauchssektoren abzusehen.

Art. 7b

Zur Festlegung der Gebiete, die für die Nutzung von Windkraft- und Solaranlagen von nationalem Interesse geeignet sind, stützen sich die Kantone auf Grundlagen ab, die insbesondere die stufengerechte Berücksichtigung folgender Interessen erlauben:

- a. Landschaftsschutz;
- b. Naturschutz einschliesslich Artenschutz;
- c. Kulturlandschutz einschliesslich Schutz der Fruchtfolgeflächen;
- d. Walderhaltung;
- e. Gewässerschutz.

Explizite Zustimmung zur Vernehmlassungsvorlage

Wir unterstützen die explizite Aufführung der bei Festlegung der Eignungsgebiete zu berücksichtigenden Schutzinteressen vollumfänglich. Die Versprechen während der parlamentarischen Debatte gegenüber den Schutzinteressenverbänden werden mit diesem Artikel ungeschmälert eingehalten. Es bietet sich zwecks Rechtssicherheit einzig an, das Konzept «Grundlagen» zu konkretisieren.

Art. 7c (neu) – Biotope von nationaler Bedeutung sowie Wasser- und Zugvogelreservaten nach Art. 12 Abs. 2bis EnG

Art. 29 Abs. 1 Bst. a NHV ist im Rahmen des Art. 12 Abs. 2bis EnG nicht anwendbar.

EVENTUALITER:

Art. 29 Abs. 1 Bst. a NHV ist im Rahmen des Art. 12 Abs. 2bis Bst. a EnG nicht anwendbar, sofern es sich um Gletschervorfelder oder alpine Schwemmebenen handelt.

Begründung

Gemäss Art 12 Abs. 2^{bis} EnG-Mantelerlass besteht kein Bauverbot in Biotopen von nationaler Bedeutung, sofern es sich um Gletschervorfelder oder alpine Schwemmebenen handelt und der Bundesrat sie nach dem 01.01.2023 in das Bundesinventar der Auengebiete von nationaler Bedeutung aufgenommen hat. Diese Bestimmung führt zu Unsicherheit im Hinblick auf entsprechende Gebiete, die durch den Bundesrat noch nicht inventarisiert wurden. Insoweit können nämlich gestützt auf Art. Art. 29 Abs. 1 lit. a NHV seitens der Kantone Sofortmassnahmen zu ergreifen sein. In der Folge kann dies bedeuten, dass Gletschervorfelder oder alpine Schwemmebenen, die sich in Biotopen von nicht oder noch nicht nationaler Bedeutung befinden, einem Bauverbot unterstehen, wohingegen die entsprechenden Gebiete in einem Biotop von nationaler Bedeutung für die Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbar Energien zur Verfügung stünden. Dieses Ergebnis führt zu erheblicher Rechtsunsicherheit seitens der Projektträger und widerspricht auch dem Willen des Gesetzgebers, der Gletschervorfelder und alpine Schwemmebenen neuen Anlagen gerade zugänglich machen wollte. Dementsprechend sollte auf Verordnungsstufe präzisiert werden, dass Art. 29 Abs. 1 lit. a NHV im Zusammenhang mit Art 12 Abs. 2^{bis} EnG-Mantelerlass nicht zur Anwendung kommt.

EVENTUALITER: Mindestens jedoch hat dies zu gelten, sofern es sich bei den betreffenden Gebieten um Gletschervorfelder und alpine Schwemmebenen handelt.

Art. 8 (Anpassung des geltenden Rechts) – Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse

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

- a. **die** mittlere erwartete Produktion ~~von jährlich~~ **von Oktober bis März** mindestens ~~20~~ **5** GWh ~~verfügen~~ **beträgt**; oder
- b. ...

² Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:

- a. **die** mittlere erwartete Produktion ~~von jährlich~~ **von Oktober bis März** mindestens ~~40~~ **5** GWh ~~verfügen~~ **beträgt**; oder
- b. ...

Begründung

Zur fristgerechten Erreichung der Ausbauziele nach Art. 2 EnG, müssen die Schwellenwerte der mittleren erwarteten Produktion zur Erlangung des nationalen Interesses gesenkt werden, sodass das Potenzial der Wasserkraft in definierten Eignungsgebieten möglichst ausgeschöpft werden kann.

Art. 8a (neu) – Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen von nationalem Interesse

Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen sind von einem nationalen Interesse, sofern diese:

- a. eine installierte Leistung von mindestens 10 MW aufweisen; oder
- b. eine installierte Leistung von mindestens 2 MW aufweisen, vorausgesetzt dass noch keine entsprechende Anlage mit einer Leistung von mindestens 2 MW im Umkreis von 40 Kilometern geplant ist.

Begründung

Der Vernehmlassungsentwurf enthält keine Angaben dazu, ab welcher Grösse und Bedeutung Elektrolyseure von einem nationalen Interesse sein sollen. Wir schlagen eine Definition anhand von zwei Kriterien im Sinne einer ODER-Regelung vor, d.h. nur eines der beiden Kriterien muss erfüllt sein:

1. Grösse: Anlagen ab 10 MW installierter Leistung kommt grundsätzlich ein nationales Interesse zu. Dieser Schwellenwert bleibt herausfordernd und verhindert damit, dass pauschal alle Anlagen von nationalem Interesse sind. ODER
2. Distanz: Ist noch keine industrielle Anlage von mind. 2 MW im Umkreis von 40 Kilometern in Betrieb, so ist jede neue Anlage von einem nationalen Interesse, die eine Kapazität von mindestens 2 MW aufweist. In absehbarer Zeit ist kein Wasserstoff-Netz in Aussicht, und die Verteilung entsprechend anspruchsvoll. Um dennoch eine ausreichende Versorgung in der ganzen Schweiz sicherstellen zu können, ist die Erstellung von lokalen/regionalen Wasserstoff-Anlagen notwendig. Daher erscheint das Distanzkriterium im Verbund mit einer geringen Mindestkapazität ein geeigneter Ansatz. Denn namentlich in peripheren Gebieten erscheint es schwierig, einen Absatz für Anlagen mit grösserer Kapazität zu generieren

Art. 9 (Anpassung des geltenden Rechts) – Windkraftanlagen von nationalem Interesse

² Neue Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine ~~die~~ mittlere erwartete Produktion ~~von jährlich~~ **von Oktober bis März** mindestens ~~20~~ **5** GWh ~~verfügen beträgt~~.

³ Bestehende Windkraftanlagen oder Windparks sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung **von Oktober bis März** eine mittlere erwartete Produktion von ~~jährlich~~ mindestens ~~20~~ **5** GWh ~~pro Jahr~~ erreichen.

Begründung

Zur fristgerechten Erreichung der Ausbauziele nach Art. 2 EnG, müssen die Schwellenwerte der mittleren erwarteten Produktion zur Erlangung des nationalen Interesses gesenkt werden, sodass das Potenzial der Windenergie in definierten Eignungsgebieten möglichst ausgeschöpft werden kann.

Art. 9a – Solaranlagen von nationalem Interesse

¹ Bei der Beurteilung, ob eine Solaranlage von nationalem Interesse ist, können mehrere Modulfelder gesamthaft berücksichtigt werden, wenn die Distanz zwischen den Feldern gering ist, die Felder eine gemeinsame Anordnung aufweisen und die Lücken zwischen den Feldern sachlich begründet sind.

² Neue und erneuerte Solaranlagen sind von nationalem Interesse, wenn die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März mindestens **2 GWh (Photovoltaik) bzw. 1 GWh (Solarthermie)** beträgt.

³ Werden Solaranlagen erweitert, so sind diese von nationalem Interesse, wenn der Schwellenwert nach Absatz 2 nach der Erweiterung erreicht wird und sich die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März um mindestens 20 Prozent oder **1 GWh** erhöht.

Begründung

Abs. 1: Die Formulierung «geringe Distanz, gemeinsame Anordnung» verunmöglicht je nach Projekt eine gesamtheitliche Betrachtung, welche den konkreten Umständen des Projekts in sinnvoller Weise Rechnung tragen kann.

Abs. 2: Eine mittlere erwartete Produktion Oktober-März von mindestens 5 GWh entspricht ungefähr der unteren Limite für PV-Anlagen im «Solarexpress». In der bisherigen Praxis zeigt es sich jedoch, dass kleinere Anlagen eine viel höhere Realisierungschance haben und geringere Umweltauswirkungen aufweisen. Wir empfehlen deshalb, die Limiten tiefer zu setzen. Mit «Solaranlagen» sind gemäss Erläuterungen auch solarthermische Anlagen mitgemeint, allerdings können diese die Grenze kaum erreichen. Die solarthermische Anlage in Ludwigsburg, eine der grössten in Deutschland, produziert jährlich 5.6 GWh. Wir schlagen deshalb eine gesonderte Anforderung für solarthermische Anlagen von mindestens 1 GWh Produktion im Winterhalbjahr vor.

Art. 9a^{bis} – Vorhaben in einem Inventar von Objekten von nationaler Bedeutung

Zustimmung

Art. 9a^{ter} – Speicherwasserkraftwerke für den Zubau für die Stromproduktion im Winter

Zustimmung

Explizite Zustimmung zur Vernehmlassungsvorlage

Wir unterstützen die Artikel 9a^{bis} und 9a^{ter} vollumfänglich. Diese entsprechen dem Gesetzauftrag bzw. stellen eine Klärung gegenüber dem geltenden Recht dar.

Art. 9a^{quater} – Ausgleichsmassnahmen

¹ Für die Speicherwasserkraftwerke nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG sind zusätzliche Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft nach Artikel 9a Absatz 3 Buchstabe e des StromVG vorzusehen. **Mit der Bewilligung sind die Ausgleichsmassnahmen verbindlich festzulegen.**

^{1bis} **(Neu) Die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen sollen allfällige, nicht durch Ersatzmassnahmen gedeckte, kumulative ökologische und landschaftliche Eingriffe ausgleichen.**

² Die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen können ~~am Standort der Anlage oder an einem anderen Standort im Kanton~~ **im Standortkanton der Anlage oder im Umkreis von 144 Kilometern vom Anlagenstandort innerhalb der Schweiz** durch eine ökologische oder landschaftliche Aufwertung oder in Ausnahmefällen die Unterschutzstellung eines Perimeters umgesetzt werden.

³ Die direkten und indirekten Kosten der Ausgleichsmassnahmen müssen in einem angemessenen Verhältnis zum volkswirtschaftlichen Nutzen und zum neuen Eingriff des Projekts in die Biodiversität und die Landschaft stehen. **Die Kosten sind begrenzt auf den Betrag, der erforderlich ist, um den nach Abs. 1bis beschriebenen Ausgleich herzustellen. Des Weiteren dürfen die Kosten für die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen x % der bilanziellen Wertepunkte für die erforderlichen Ersatzmassnahmen nicht überschreiten.**

⁴ **(neu) Die Ausgleichsmassnahmen müssen nur umgesetzt werden, wenn:**

- a. **zwischen der Einreichung des Konzessionsgesuches (Umweltverträglichkeitsprüfung Stufe 1) und der rechtskräftigen Konzession maximal zwei Jahre liegen und**
- b. **wenn zwischen Baugesuch (Umweltverträglichkeitsprüfung Stufe 2) und der rechtskräftigen Baubewilligung maximal zwei Jahre liegen.**

Begründung

Zu Abs. 1^{bis}: Definition aus der gemeinsamen Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft. Hier wird der Begriff des kumulativen Schadens eingeführt, der die Ausgleichsmassnahmen von den Ersatzmassnahmen unterscheidet. Diese Begriffsbestimmung ist zentral für die Einordnung des möglichen Inhalts und der Reichweite der Ausgleichsmassnahmen. (Ein Beispiel: Es gibt drei Wasserkraftwerke in einem Wassereinzugsgebiet, die jeweils eine Auswirkung von 10 (Wirkungseinheiten) auf die Wassermenge haben. Der gemäss NHG erforderliche Ausgleich beträgt 10 (Wirkungseinheiten) für jedes der Projekte. Die Kumulierung der drei Projekte führt jedoch de facto zu einer grösseren tatsächlichen Auswirkung als die einfache Summe der Auswirkungen (Schwelleneffekte, kumulative Verstärkung der Auswirkungen). Ergebnis: Die drei Projekte zusammengenommen führen zu einer Auswirkung von 35 Wirkungseinheiten und nicht von 30. Die kumulierten Auswirkungen der drei Projekten führen zu zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen von 5 Wirkungseinheiten, die über die Ersatzmassnahmen hinausgehen.)

Zu Abs. 2: Die Einschränkung auf Massnahmen auf den Standortkanton ist zu restriktiv. Die Erklärung des Runden Tisches (S. 9) erläutert demnach: «*Wenn möglich und sinnvoll, sollen sie [die Ausgleichsmassnahmen] in räumlicher Nähe des Projekts festgelegt werden*». Das Wort «räumlich» wird näher spezifiziert mit: «*Die Ausgleichsmassnahmen können in einem weiteren geographischen Raum ausgesucht werden (im Prinzip auf der gesamten betroffenen Kantonsfläche)*». Allerdings findet aufgrund der unterschiedlichen Kantonsgrössen mit dem bisherigen Verordnungsentwurf eine Ungleichbehandlung der verschiedenen Projekte statt, wie z.B. zwischen dem Speicherwasserkraftprojekt Reusskaskade in Uri gegenüber Curnera-Nalps in Graubünden. Im Sinne der Gleichbehandlung sollte deshalb ein minimaler Perimeter gelten, welcher durch den maximalen Durchmesser der Schweizer Kantone definiert wird. Der

vorgeschlagene Wert von 144 Kilometern aus dem Kanton Graubünden wäre durch das Bundesamt für Landestopografie swisstopo zu prüfen. Die Ausgleichsmassnahmen sollen weiterhin in der Schweiz umgesetzt werden. Die beantragte Änderung würde auch dem Ziel des Runden Tisches entsprechen, dass Ausgleichsmassnahmen einen möglichst grossen Mehrwert für Biodiversität und Landschaft erbringen sollen. In einem kleinen Kanton kann das Nutzen-Kosten-Verhältnis aufgrund möglicher räumlicher Gegebenheiten oder allenfalls bereits erschöpftem Massnahmenpotential schlechter sein als in einem grossen Kanton. Des Weiteren soll die Unterschützstellung eines Perimeters nur in Ausnahmefällen vorgenommen werden. Dies könnte weitere zukünftige Projekte erschweren oder sogar verunmöglichen und steht somit in einem Widerspruch zu den übergeordneten Ausbauzielen des Bundes sowie diejenigen des Runden Tisches. Um diesen Zielkonflikt zu vermeiden, sollen die derzeit für die Wasserkraft nutzbaren Gebiete und Gewässerstrecken nur in Ausnahmefällen und mangels anderer projektspezifischer Ausgleichsmassnahmen weiter eingeschränkt werden.

Zu Abs. 3: Der mit den zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen zu kompensierende Eingriff ist durch die Begriffsbestimmung in Abs. 1^{bis} nunmehr eindeutig definiert. Daraus ergibt sich in der Folge eine faktische Begrenzung der möglichen Kosten, was angesichts der vom Bundesrat vorgeschlagenen Formulierung klargestellt werden sollte. Die vom Bundesrat in Abs. 3 vorgeschlagene Formulierung wurde mit identischem Wortlaut aus der Gemeinsamen Erklärung des Runden Tisches übernommen. Vor diesem Hintergrund sollte sie nicht verändert werden, obgleich die Formulierung diverse Auslegungsfragen aufwirft. Statt an % der Kosten der Ersatzmassnahmen empfehlen wir % der bilanziellen Wertepunkte (=Effekt) der Ersatzmassnahmen. Ein Referenzwert können bilanzierte Wertepunkte im Rahmen der Ersatzmassnahmen sein, welche die Lebensraumqualität vor und nach einem Eingriff berechnen. Die bilanzierten Wertepunkte werden teils auch Biotop-Punkte oder Ökopunkte genannt. Gemäss der Bewertungsmethode des BAFU (S. 33) müssen die Ersatzmassnahmen *«so gewählt und dimensioniert sein, dass die Bilanz von Verlust und Gewinn an Biotop-Punkten mindestens ausgeglichen sind.»* Demnach berücksichtigt die Verwendung von bilanzierten Wertepunkten als Referenzwert die projektspezifische Intensität des Eingriffs. Der %-Wert der zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen für das Verhältnis zu den Ersatzmassnahmen könnte mittels Verhandlungen aller Beteiligten des Runden Tisches festgelegt werden. Bei den Verhandlungen müsste berücksichtigt werden, dass der Runde Tisch die teilweise Übererfüllung des gesetzlichen Minimums der Ersatzmassnahmen anerkannt hat. Die Festlegung eines %-Wertes für alle Projekte des Runden Tisches würde zur Gleichbehandlung der betroffenen Projekte beitragen und könnte die Prozesse massgeblich beschleunigen. So müssten die Verhandlungen nicht mehrmals geführt werden.

Zu Abs. 4: Die Pflicht zur Umsetzung der Ausgleichsmassnahmen soll an ein schnelles Bewilligungsverfahren geknüpft sein. Die Zielsetzung des Runden Tisches war es, mit den genannten Projekten die saisonale Speicherproduktion im Umfang von 2 TWh bis ins Jahr 2040 anzustreben, was auch entsprechend genügend schnelle Bewilligungsverfahren benötigt.

Art. 12 – Vergütung

^{1bis} Die Minimalvergütung beträgt:

- a. für Solaranlagen mit einer Leistung unter 30 kW: **8 Rp./kWh**;
- b. für Solaranlagen mit Eigenverbrauch und einer Leistung von 30 bis 150 kW: **4 Rp./kWh**;
- c. für Solaranlagen ohne Eigenverbrauch mit einer Leistung von 30 bis 150 kW: **7 Rp./kWh**;
- d. für Wasserkraftanlagen bis zu einer Leistung von 150 kW: **gemäss Anhang ...**

^{1ter} **(neu) Die Minimalvergütung pro Anlage bleibt ab Inbetriebnahmedatum unverändert während 25 Jahren. Für Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits in Betrieb sind, gilt diese Frist ab Inbetriebnahmemeldung bei Pronovo, sowie die Minimalvergütung zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes.**

In den Anhang zu integrieren:

Die Minimalvergütung für Wasserkraftwerke mit einer Leistung von 150 kW beträgt bei:

1. Wasserkraftwerken, welche über die MKF oder das Einspeisevergütungssystem gefördert wurden, nach Ablauf der Förderung; oder Wasserkraftwerke ohne anderweitige Förderung: **2/3 des Tarifs gemäss Anhang 1.1 der Energieverordnung EnV vom 01.01.2009, ohne Beschränkung der Vergütungsdauer gemäss Ziffer 4.2.**
2. Bei Nebennutzungsanlagen wird der resultierende Tarif zusätzlich um 25% reduziert.
3. Wasserkraftwerken, welche von einem Investitionsbeitrag profitieren: Die Minimalvergütung wird auf Basis der Angaben im Gesuchsformular berechnet, so dass eine Amortisation des selbst investierten Kapitals über die Nutzungsdauer möglich wird.
4. Wasserkraftwerken, welche eine gleitende Marktprämie in Anspruch nehmen: Referenzmarktpreis nach Art. 15 Abs. 1 und 3 EnFV.

Begründung

Abs. 1bis, Bst. a.-c.: Es gibt verschiedene Kritikpunkte an der Berechnung der Minimalvergütung:

- Die zugrunde gelegten **Eigenverbrauchsanteile** von 40, bzw. 60% sind massiv zu hoch, sie beziehen sich auf den heutigen Anlagenbestand, der zu einem massgeblichen Teil in einem Zeitraum gebaut wurde, in dem die Dimensionierung der Anlagen aufgrund tiefer Abnahmevergütungen auf maximalen Eigenverbrauch ausgerichtet war. Für die Sicherung der zukünftigen Energieversorgung ist dieser Ansatz jedoch falsch. Es sollen keine Anreize für rein «eigenverbrauchsoptimierte», nicht dachdeckende Anlagen geschaffen werden. Für die Rentabilitätsberechnung müssen deshalb **Eigenverbrauchsanteile im Bereich von 20-30%** eingesetzt werden.
- Die hinterlegten **Strompreise** (und damit die Kosteneinsparung durch wegfallenden Stromeinkauf) widerspiegeln die hohen Strompreise der Jahre 2022-2024. Diese liegen ca. 8 Rp. (H4) resp. 5 Rp. (C3) über den langjährigen Durchschnittspreisen. Für die zukünftige Entwicklung der Strompreise erwarten wir folgendes:
 - o Wieder sinkende Preise (Futures EEX liegen bei ca. 6-8 Eurocent pro kWh, was ungefähr einem Strompreis vor dem «Putin-Peak» entspricht)
 - o Es ist von einer verstärkten Saisonalität der Preise am Strommarkt auszugehen, mit zeitweise sehr tiefen Preisen im Sommerhalbjahr. Heute haben nur wenige VNB saisonale Preise, weshalb sich diese Entwicklung bisher insgesamt nicht in den Strompreisen widerspiegelt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die VNB diese verstärkte Saisonalität mittelfristig an ihre Endkunden weitergeben werden.

- In der revidierten StromVV ist die Einführung von dynamischen Netznutzungstarifen vorgesehen. Dies führt zu sinkenden variablen Kosten, was wiederum den Wert des Eigenverbrauchs reduziert. Gestützt auf die von uns konsultierten Experten gehen wir von einer durchschnittlichen Reduktion des Preises pro kWh um 1.5 Rp. (Tarif H4), resp. 4.2 Rp. (Tarif C3) aus. Wenn diese Beträge vom Mittelwert 2018-2020 abgezogen werden, so ergeben sich **Tarife von 19.25 Rp./kWh (H4), resp. 14.22 Rp./kWh (C3)**.
- Die **Besteuerung der Abnahmevergütung** wurde nicht berücksichtigt. In Kantonen mit Bruttobesteuerung/ohne Bagatellgrenze ist der Steuerbetrag über einen Zeitraum von 25 Jahren bei 60% Einspeisung mindestens doppelt so hoch wie der einmalige Abzug nach Erstellung. Dies verteuert die kWh um ca. 1.4 Rp. Da die Mehrheit der Kantone inzwischen eine Nettobesteuerung eingeführt haben (Verrechnung Einspeisung mit Bezug) gehen wir von durchschnittlichen Mehrkosten von 1 Rp./kWh durch die Besteuerung aus.
- Der zugrunde gelegte spezifische Ertrag von 1000 kWh/kWp ist nicht realistisch, v.a. unter Berücksichtigung der erwünschten vollständigen Nutzung von Dächern, also auch solchen mit suboptimaler Ausrichtung. Auf Flachdächern sind heute Ost-West-ausgerichtete Anlagen üblich, die ebenfalls keinen maximalen spezifischen Ertrag erlauben. Wir gehen deshalb von 950 kWh/kWp bei Anlagen < 30 kW und 850 kWh/kWp bei Anlagen >30 kW aus.
- Wichtige Kostenblöcke für aus Gesamtsicht zwingend nötige Eigenverbrauchs-Projekte (v.a. ZEV) sind nicht berücksichtigt, die zu 30-50% höheren Kosten führen:
 - Messinfrastruktur (Zähler) inkl. Inbetriebnahme
 - Steuerungssysteme, Elektroinstallationen & Telematik
 - Dienstleistungen und Honorare Planer / Architekten / TU
- Anlagen im Contracting sind gerade bei der Nutzung grosser Industriedächer etc. sehr wichtig. Für sie sind die vorgeschlagenen Minimaltarife äusserst unattraktiv, da sie gleichzeitig ein wesentliches Marktrisiko tragen, v.a. bei Anlagen mit 20-40% Eigenverbrauch:
 - Kein steuerlicher Einmalabzug möglich
 - Die O&M-Kosten sind zu tief eingesetzt. Eine Erhebung bei den Contractoren zeigt folgende Werte:

< 30 kWp	3 .. 5	Rp./kWh
> 30 kWp ... 100 kWp	3 .. 4	Rp./kWh
> 100 kWp ... 1 MWp	1.7 .. 3	Rp./kWh
> 1 MWp	1.4 .. 3	Rp./kWh

Ein realistischer Mittelwert liegt entsprechend bei 3 Rp./kWh.

- Es ist zu bezweifeln, dass die **Preise für HKN** im angegebenen Ausmass steigen werden, v.a. wenn diese in Zukunft saisonal gültig sein werden. Diese Saisonalität der HKN-Preise muss im Rechenmodell berücksichtigt werden – er dürfte in Q2/3 in vielen Fällen zukünftig bei null liegen. Eine Alternative wäre allenfalls, einen minimalen PV-HKN Wert von z.B. 2 Rp/kWh für Anlagen < 30 kWp und 1 Rp/kWh für grössere Anlagen festzulegen, verbunden mit der Pflicht des Verteilnetzbetreibers, die HKN zu übernehmen.
- Die angenommene **Degradation** von jährlich 0.15% ist unrealistisch. Gemäss Prof. Ch. Bucher (BFH) zeigen Langzeitstudien Werte zwischen 0.2% und 0.5% pro Jahr. Herstellergarantien über 20 Jahre liegen bei 80-90% der anfänglichen Leistung. Ein realistischer Wert dürfte bei **0.3% jährlicher Degradation** liegen.

Gemäss Gesetz (Art. 15 Abs. 1bis EnG) orientieren sich die Minimalvergütungen an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer. Diese Formulierung interpretieren wir so, dass einerseits die Minimalvergütungen regelmässig in kurzen Abständen überprüft werden müssen, andererseits aber auch einen Spielraum offenlässt («orientieren sich»), um sinnvolle Anreize zu setzen, wie z.B. für die vollständige Nutzung von Dächern.

Wir beantragen, dass die Minimalvergütungen unter den genannten Bedingungen neu errechnet werden. Unsere eigenen Rentabilitätsberechnungen ergeben Minimalvergütungen gemäss Antrag.

Weitere Bemerkung zur Minimalvergütung: Nach Inbetriebnahme der nationalen Datenplattform sollte eine automatische und stufenlose Berechnung des Minimaltarifs angeboten werden. Die vorgeschlagene Regelung mit einem Wechsel des Vergütungssatzes bei 30 kW führt zu unerwünschten Stufeneffekten (z.B. indem Anlagen mit einer Grösse von weniger als 30 kW erstellt werden). Es sind Mechanismen ähnlich wie bei der Einmalvergütung vorzusehen, um dies zu vermeiden. Ferner ist in den Erläuterungen klarzustellen, bis zu welchem Maximum die Verteilnetzbetreiber höhere Vergütungen als die Minimalvergütung bezahlen dürfen, resp. diese Kosten auf ihre gebundenen Kunden überwälzen können. Gemäss der bisherigen StromVV Art. 4 und 4bis war dies zulässig. Im vorliegenden Verordnungsentwurf ist keine solche Regelung mehr zu finden. Wir verweisen auf unseren entsprechenden Vorschlag unter Art. 4 StromVV.

Abs. 1, Bst. d: Die im Entwurf vorgeschlagene **pauschale Minimalvergütung von 12 Rp./kWh für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 150 kW entspricht nicht den Vorgaben gemäss EnG Art. 15 Abs. 1^{bis}** («Diese orientieren sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer.»). Eine fixe Pauschale beinhaltet das Risiko sowohl von Überförderung wie auch Unterförderung. Es ist unverständlich, weshalb nur die 20% effizientesten Anlagen gefördert werden sollen, wie dem erläuternden Bericht im Kapitel 2.3.3 zu entnehmen ist. Rückfragen bei Parlamentsmitgliedern bestätigen, dass dies nie in diesem Sinne diskutiert wurde. Unseres Erachtens ist viel wichtiger, dass die Stilllegung bestehender Anlagen mit allen Mitteln verhindert wird – insbesondere auch, weil damit die Fördereffizienz der historischen Förderinstrumente optimiert werden kann. Wir nehmen zur Kenntnis, dass kein Anreiz für den Neubau solcher Anlagen geschaffen werden soll. Das ist im Zusammenhang mit den Entwicklungen der vergangenen 10 Jahre zwar nachvollziehbar, aber ebenfalls nicht im Sinne von EnG Art. 15 Abs. 1^{bis}. Unter Berücksichtigung dieser Überlegungen schlagen wir einen neuen Ansatz zur Umsetzung von EnG Art. 15 Abs. 1^{bis} vor:

- Eine Differenzierung der Minimalvergütung in Abhängigkeit der bis anhin erfolgten Förderung bei bestehenden Wasserkraftwerken. Wir haben die erforderliche individuelle Mindestvergütung hergeleitet.
- Bei nicht oder nicht mehr geförderten Wasserkraftwerken eine Minimalvergütung in der Höhe von 2/3 der Energieverordnung vom 01.01.2009, Anhang 1.1, jedoch ohne Beschränkung der Vergütungsdauer. Damit kommt das bisherige Referenzkostenmodell der KEV zur Anwendung, mit jedoch deutlich tieferen Tarifen aufgrund der Amortisation über eine längere Nutzungsdauer. Diese teils sehr hohe Nutzungsdauer von bis zu 80 Jahren verhindert, dass ein Anreiz zum Bau neuer Anlagen geschaffen wird. Bei Anlagen mit nachweislich erheblich tieferen Betriebs- und Unterhaltskosten, wie beispielsweise Nebennutzungsanlagen, könnten diese Tarife auch zusätzlich bis auf ca. 50% reduziert werden
- Da es sich um eine Minimalvergütung handelt, könnten allfällig höhere Referenzmarktpreise auch in die Berechnung einfließen. Das heisst, dass die Minimalvergütung nach Zeiten mit höheren Referenzmarktpreisen vorübergehend entsprechend reduziert würden – oder dass die Minimalvergütung erst dann anspricht, wenn die Referenzmarktpreise im langjährigen Mittel unter den Wert der Mindestvergütung fällt. Die detaillierte Ausgestaltung einer solchen Regelung überlassen wir dem Bund.

Da bei der Kleinwasserkraft die externen Kosten (Netzverstärkung, Prognostizierbarkeit, Speicherbedarf) gegenüber anderen Technologien deutlich geringer ausfallen, ist eine gegenüber anderen Technologien allfällig höhere Minimalvergütung gerechtfertigt, da die resultierenden Systemkosten geringer ausfallen.

Art. 14 – Ort der Produktion

³ ~~Befindet sich ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch auf einer Spannungsebene unter 1 kV, kann die Anschlussleitung sowie der entsprechende Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch genutzt werden.~~ **Auf einer Spannungsebene unter 1 kV kann die Anschlussleitung sowie die entsprechende Verbindungsleitung zwischen den Netzanschlusspunkten für den Eigenverbrauch ohne Vergütung der Netzkosten genutzt werden. Dies beinhaltet bei einem Muffennetz auch das betroffene Stammkabel.**

Begründung

Das Gesetz sieht vor, dass die Anschlussleitungen auch für den Eigenverbrauch gebraucht werden können. In der aktuellen Formulierung wird diese Möglichkeit nur für die ZEV gegeben, nicht aber für die EVG im VNB-Modell. Wenn der erste Teilsatz weggelassen wird, dann kann die Anschlussleitung auch für EVG im VNB-Modell gebraucht werden. In der Verordnung oder zumindest in den Erläuterungen muss präzisiert werden, was die «Anschlussleitung» und «Netzanschlusspunkt» für den virtuellen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch tatsächlich umfasst. Grund sind die unterschiedlichen Netztopologien (Verteilkasten, Trafo oder Muffennetz). Bei einem älteren Verteilnetz mit Netzanschlüssen ab Muffen am Stammkabel (und nicht von einer Verteilkabine) würde die Bestimmung gemäss Vernehmlassungsvorlage keine Erleichterung bringen. Diese Ungleichbehandlung von Anschlussnehmern nur aufgrund der Bauweise bzw. des Netzalters ist nicht mit der Zielsetzung zu vereinbaren.

Art. 16a – Abrechnung der externen Kosten

Zustimmung

Explizite Zustimmung zur Vernehmlassungsvorlage

Die Formulierung gemäss Vernehmlassungsvorlage entspricht der gängigen Praxis.

Art. 16b – Abrechnung der internen Kosten

³ Stellt die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer der Mieterin oder dem Mieter oder der Pächterin oder dem Pächter die effektiv angefallenen internen Kosten verbrauchsabhängig in Rechnung, so gilt:

- a. ~~die Erlöse aus der Einspeisung von intern produzierter Energie sind von den Kosten abzuziehen;~~

Begründung

Es reicht aus, die internen Kosten verbrauchsabhängig in Rechnung zu stellen. Werden die Erlöse aus der Einspeisung abgezogen, würde dies den Anreiz zur ZEV-Bildung reduzieren. Anreize, die Einspeisung zu erhöhen oder verringern sollten durch den Verteilnetzbetreiber mittels Preismodellen geschaffen werden.

Art. 18 – Verhältnis zum Netzbetreiber

⁵ Der Netzbetreiber teilt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer innert ~~44 Tagen~~ **15 Arbeitstagen** die für die Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch **mit Inanspruchnahme von Anschlussleitungen** notwendigen Informationen mit.

⁶ Er rechnet den Verbrauch der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die nicht an einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauchs teilnehmen, separat ab und stellt der Grundeigentümern oder dem Grundeigentümer die für die Abrechnung notwendigen Daten **in der erforderlichen Qualität** zur Verfügung. **Zudem stellt er den Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern die zur Optimierung des Betriebs notwendigen Daten an den Kundenschnittstellen der Smart Meters in Echtzeit zur Verfügung.**

In den Erläuterungen zur Verordnung soll explizit ausgeführt werden, dass eine Auflistung der am ZEV-Teilnehmenden und eine Bestätigung der mietrechtlich korrekten Mitteilung an die Mietenden unter Einhaltung der Frist von 30 Tagen genügt. In den Erläuterungen soll zudem ebenfalls festgehalten werden, welche Standards für eine aussagekräftige Darlegung der Netztopologie einzuhalten sind. Siehe dazu auch Art. 19g Abs. 2 StromVV.

Begründung

Abs. 5: Generell legen wir die Festlegung von Fristen in Arbeitstagen nahe, da dies regelmässig zu Verwirrung führt (Feiertage etc.).

Abs. 6: Einerseits benötigen die Betreiber der ZEV, vZEV und LEG die Daten von Verteilnetzbetreiber für die Abrechnung der Leistungen in einer dafür erforderlichen Qualität. Diese Daten können mit einer zeitlichen Verzögerung zur Verfügung gestellt werden. Andererseits benötigen die Betreiber aber Daten in Echtzeit, damit ein optimierter Betrieb der Anlagen möglich ist. Smart Meters haben Kundenschnittstellen, und über diese muss es möglich sein, in Echtzeit Daten zur Optimierung des Betriebs eines ZEV zu beziehen. Der VSE erarbeitet zurzeit ein Branchendokument, damit mit einem Adapter diese Daten schweizweit einheitlich ausgelesen werden können.

Ergänzung in den Erläuterungen: Trotz eines gegenteiligen ECom-Entscheids verlangen einige VNB weiterhin die Unterschrift jedes einzelnen ZEV-Teilnehmers. Dies führt bei bestehenden, grösseren Bauten zu einem kaum zu bewältigenden Aufwand. Für die Bildung eines virtuellen ZEV ist zudem die Kenntnis der Netztopologie als Teil der «notwendigen Informationen» wichtig. Die bisherigen Erfahrungen sind diesbezüglich teils unbefriedigend.

Art. 51a – Zielvorgabe

¹ Elektrizitätslieferanten, die in den vorangegangenen drei Kalenderjahren durchschnittlich 40 5 GWh oder mehr Elektrizität an ihre Endverbraucherinnen und Endverbraucher abgesetzt haben (Referenzstromabsatz), müssen jährlich Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen im Umfang von 2 Prozent ihres Referenzstromabsatzes realisieren.

² Bei der Berechnung des Referenzstromabsatzes nicht berücksichtigt werden Lieferungen an:

a. Endverbraucherinnen und Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 20 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen;

abis. (neu) Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die mit dem Bund oder einem Kanton eine Zielvereinbarung abgeschlossen haben, ausser der Stromlieferant hat Anreizwirkungen geschaffen, die zum Abschluss einer Zielvereinbarung geführt haben. In diesem Fall muss die anrechenbare Massnahmenwirkung mit dem BFE im Einzelfall ermittelt werden.

³ (neu) Änderungen der Zielvorgabe nach Absatz 1 werden 3 Jahre im Voraus bekannt gegeben.

In den Erläuterungen zur Verordnung ist zudem eine explizite Legaldefinition davon vorzunehmen, was ein «Elektrizitätslieferant» ist.

Begründung

Abs. 1: Durch mehr Marktteilnehmer im System, kann die Liquidität des Markts für den Handel von Nachweisen erhöht werden. Das Festlegen eines Effizienzziels dürfte keinen grossen Aufwand verursachen. Das Erbringen von Nachweisen kann effizient erfolgen. Den Elektrizitätslieferanten steht es zudem frei, die Massnahmen selbst zu erbringen oder bei Dritten in Form von Zertifikaten zu beschaffen. Ähnlich wie bei Strombeschaffungen können Elektrizitätslieferanten die benötigten Nachweise auch gemeinsam beschaffen, eventuell sogar gemeinsam erbringen.

Abs. 2, Bst. a: Stromintensive Unternehmen mit Elektrizitätskosten von mindestens 10 Prozent ihrer Bruttowertschöpfung können sich, sofern sie die entsprechenden Voraussetzungen erfüllen, den bezahlten Netzzuschlag vollumfänglich zurückerstatten lassen (Art 37 EnV). Daher soll der Prozentsatz analog auf 10% angepasst werden.

Abs. 3 (neu): Lieferanten schliessen mit Endverbrauchern, die vom Netzzugang Gebrauch gemacht haben, fortlaufend Lieferverträge ab, zum grossen Teil Mehrjahresverträge. Auch für die Versorgung von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern in der Grundversorgung werden Mehrjahresverträge abgeschlossen. Die neuen Bestimmungen im Art. 6 StromVG machen eine mehrjährige Beschaffung verpflichtend. Die Lieferanten und die Endverbraucher benötigen Rechts- und Planungssicherheiten. Sollte die Zielvorgabe später angepasst werden, muss allen Marktteilnehmern eine genügende Vorlaufzeit eingeräumt werden.

Art. 51b – Massnahmen

¹ Massnahmen zur Effizienzsteigerungen sind ~~zulässig~~ **anrechenbar**, wenn:

- a. sie sich an den ~~besten verfügbaren~~ **effizientesten** Technologien orientieren; und
- b. ihre Stromeinsparung gemessen, ~~oder~~ berechnet **oder anteilmässig gewichtet** werden kann.

² An die jährliche Zielvorgabe wird die gesamte Stromeinsparung, die eine gemeldete Massnahme während ihrer Wirkungsdauer erzielt, angerechnet. **Die Wirkungsdauer von Massnahmen ist im Standardkatalog aufgeführt.**

Begründung

Abs. 1, Bst. a: In den Erläuterungen zu Abs. 1 Bst. a steht: «sie sich an den besten verfügbaren Technologien orientieren; es muss sich also um eine energieeffizientere Lösung handeln als eine branchenübliche Lösung;». Auch eine branchenübliche Lösung kann die «beste verfügbare Technologie» beinhalten, sodass diese Passage im Erläuterungsbericht zu streichen ist. Ansonsten könnten praktisch nur neu entwickelte Massnahmen angerechnet werden, was das Massnahmenpotential senken würde. Entscheidend ist die Effizienz der Technologien, nicht deren Innovationsgrad. Es sollte hierbei auch die zweitbeste (oder zweit-effizienteste) Technologien anrechenbar sein, wenn diese sehr viel kostengünstiger ist. Hier ein Beispiel aus der Vergangenheit: wenn es LED-Lampen für CHF 50.- das Stück gibt (effizienteste Technologie) dürfte man keine Stromsparlampen für CHF 5.- mehr fördern.

Abs. 1, Bst. b: soll neben der Messung oder Berechnung der Einsparung auch eine Gewichtung zugelassen werden. Bei gewissen Massnahmen ist es sinnvoll, dass die Stromeinsparung anteilmässig gewichtet wird, z. B. 20 Prozent der Einsparung durch eine Verhaltensänderung kann als Wirkung angerechnet werden.

Art. 51c – Massnahmen

Das BFE stellt Einsparprotokolle zur Verfügung, die dem Nachweis für die Stromeinsparung der standardisierten Massnahmen dienen. **Vorgesehene Änderungen werden ein Jahr im Voraus angekündigt.**

Begründung

Es braucht eine gewisse Vorlaufzeit, wenn Änderungen an den Einsparprotokollen vorgesehen sind. Nur so kann die Umsetzung standardisierter Massnahmen ohne Unterbruch fortgesetzt werden.

Art. 51d – Nicht standardisierte Massnahmen

² Das BFE kann eine Massnahme unter Auflagen und Bedingungen zulassen. **Es entscheidet innerhalb von 30 Arbeitstagen über eingereichte Anträge.**

Begründung

Elektrizitätslieferanten sind auf eine zeitnahe Prüfung angewiesen, damit allenfalls alternative Massnahmen entwickelt werden können.

Art. 51e – Nicht anrechenbare Massnahmen

Nicht anrechenbar sind Massnahmen:

- a. die aufgrund einer ~~rechtlichen~~ **technischen** Vorschrift umgesetzt werden müssen;
- b. für die der Bund, ein Kanton **oder eine Gemeinde** Finanzhilfen ausgerichtet hat;
- c. die bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern umgesetzt werden, deren Elektrizitätskosten mindestens ~~20~~ **10** Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen;
- d. nach Artikel 39 Absatz 1 bis, ~~wenn die Endverbraucherin oder der Endverbraucher mit dem Bund oder einem Kanton eine Zielvereinbarung abgeschlossen hat;~~ **wenn die Massnahme Bestandteil einer Zielvereinbarung der Endverbraucherin oder des Endverbrauchers mit dem Bund oder einem Kanton ist; ausser der Stromlieferant hat Anreizwirkungen geschaffen, die zum Abschluss einer Zielvereinbarung geführt haben. In diesem Fall muss die anrechenbare Massnahmenwirkung mit dem BFE im Einzelfall ermittelt werden.**

Begründung

Bst. a: Präzisierung. Es geht um technische Vorschriften von Geräten und nicht um allenfalls gesetzgeberische Grundlagen einer Gemeinde oder eines Kantons.

Bst. b: Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb Finanzhilfen von Gemeinden ausgenommen sein sollen.

Bst. d: Gemäss Erläuterungsbericht sind nicht wirtschaftliche Massnahmen bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die eine Zielvereinbarung abgeschlossen haben, anrechenbar. Das bedeutet, dass auch gewisse Massnahmen, die Bestandteil einer Zielvereinbarung sind, angerechnet werden können. Dies ist zwingend zu präzisieren. Das BFE ermittelt die Wirkung der Zielvereinbarungen und teilt dem Elektrizitätslieferanten jährlich den Anteil mit, der auf die Massnahme (z.B. Effizienzbonus) zurückgeführt werden kann.

Art. 51f – Meldepflichten

¹ Elektrizitätslieferanten ~~melden dem BFE~~ **registrieren in einem zentralen Register** jedes Jahr bis am 30. April:

- c. den Stromabsatz in MWh im vergangenen Kalenderjahr an Endverbraucherinnen und Endverbraucher nach Artikel 51a Absatz 2 **basierend auf der Deklaration der Endverbraucherin oder des Endverbrauchers;**

Begründung

Abs. 1, erster Satz: Damit das Effizienzsystem praktikabel, einheitlich und mit einem möglichst geringen administrativen Aufwand funktioniert, muss für die Abwicklung der Nachweise und die Erfüllung von Meldepflichten ein zentrales Register aufgebaut werden. Das neue Register könnte sich an die bestehende Plattform zu den Herkunftsnachweisen nach Art. 9 EnG anlehnen.

Abs. 1, Bst. c: Ohne die Angaben seitens betroffener Endverbraucherinnen und Endverbraucher ist es Lieferanten nicht möglich zu identifizieren, ob die Absatzmenge an diese Kunden für Referenzstromabsätze nach Art. 51a Absatz 2 EnV zu berücksichtigen ist oder nicht. Die Endverbraucherinnen und Endverbraucher sind verpflichtet, dem Elektrizitätslieferanten ihren Elektrizitätskostenanteil an der Bruttowertschöpfung oder allfällige Zielvereinbarungen mit dem Bund oder einem Kanton zu deklarieren.

Art. 51g – Festlegung der Zielvorgabe

Das BFE legt jedes Jahr bis zum ~~30. November~~ **31. Mai** für jeden Elektrizitätslieferanten fest:

- a. den Referenzstromabsatz;
- b. die Zielvorgabe.

Begründung

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb das BFE sechs Monate Zeit benötigen sollte, um den Referenzstromabsatz und die Zielvorgaben festzulegen. Lieferanten sind auf zeitnahe Rückmeldungen angewiesen. Verteilnetzbetreiber, die mit der Grundversorgung betraut sind, müssen bis Ende August für das Folgejahr die Elektrizitätstarife festlegen und kommunizieren. Um die Kosten der Effizienzmassnahmen bei der Tarifierung für das Folgejahr zu berücksichtigen, werden Vorgaben bis spätestens Ende Mai benötigt. So liessen sich Deckungsdifferenzen minimieren. Auch die Lieferanten von Marktkunden benötigen zeitnahe Entscheide, um entsprechend frühzeitig zu planen und das Ergreifen von Massnahmen zu initiieren.

Der Referenzstromverbrauch kann durch den Elektrizitätslieferanten in einem Register – wie unter Art. 51f Abs. 1 vorgeschlagen – erfasst werden. Darauf basierend wird die Zielvorgabe im Register berechnet. Aus Effizienzgründen soll die Deklaration nur via Register erfolgen. Die Zielvorgabe kann im Register einfach berechnet und durch das BFE im Register bestätigt werden. Verfügungen sind aus kommunikativer Sicht eigentlich nicht notwendig.

Art. 51h – Erfüllung der Zielvorgabe

¹ ~~Die Elektrizitätslieferanten reichen dem BFE die umgesetzten oder erworbenen Massnahmen in dem Jahr ein, in dem sie sich diese an die Zielvorgabe anrechnen lassen wollen.~~

Massnahmen werden im Register bis spätestens zum 30. März des Folgejahrs zur Erfassung eingereicht. Im Umfang der anrechenbaren Massnahmenwirkung werden Effizienznachweise im Register ausgestellt, die über das Register gehandelt und übertragen werden können.

² Die Meldung **einer Massnahme im Register** muss insbesondere enthalten:

a. ...

Begründung

Am Ende des Kalenderjahres sind die umgesetzten Massnahmen erst abschliessend bekannt. Daher soll die Einreichung und Anrechnung auch erst im Folgejahr möglich sein. Der Erläuterungsbericht erwähnt, dass die Meldung einer Massnahme in einem späteren Jahr als deren Umsetzung, die Wirkungskdauer und somit die erzielte Stromeinsparung nicht reduziert. Dies ist zu begrüssen und soll hier präzisiert werden.

Damit das System praktikabel und mit möglichst wenig Transaktionsaufwand funktioniert, ist das Ausstellen/Transferieren der Nachweise in einem unabhängigen zentralen Register vorzunehmen. Dies in Anlehnung an Art. 9 EnG zu den Herkunftsnachweisen. Das Register muss durch eine Stelle betrieben werden, deren Unabhängigkeit geregelt wird. Es braucht eine behördliche Garantie für die Gültigkeit der ausgestellten Nachweise.

Art. 51i – Kontrollen

¹ Das BFE kontrolliert die Grundlagen zur Festsetzung der Zielvorgabe sowie die Umsetzung der Massnahmen **stichprobenweise**. Es kann zu diesem Zweck insbesondere:

a. Zugang zu Unterlagen und Informationen verlangen, die für die Kontrolle erforderlich sind;

~~b. Gebäude, Betriebe und sonstige Infrastrukturen während der üblichen Arbeitszeit betreten.~~

Begründung

Ein pauschales Zutrittsrecht ist unverhältnismässig und muss auf begründete Verdachtsfälle beschränkt werden. Der Zugang zur Infrastruktur Dritter kann jedoch nicht über diese Verordnung geregelt werden. Die Gebäudeeigentümer (Banken, Versicherungen, sicherheitsrelevante Anlagen etc.) werden dem BFE den Zugang nicht einfach so gestatten. Dieses Anliegen, wenn auch legitim, muss das BFE auf eine andere Art und Weise lösen.

Art. 80b – Übergangsbestimmung zur Effizienzsteigerung durch Elektrizitätslieferanten

³ (neu) Lieferungen aus Verträgen von Elektrizitätslieferanten mit Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch gemacht haben und deren Vertragsabschluss vor Inkrafttreten der Änderung vom ... liegt, sind für die gesamte Laufzeit von der Berechnung des Referenzstromabsatzes ausgenommen. Ebenfalls ausgenommen sind diese Lieferungen bei der Kostenanlastung nach Art. 6 Abs. 5^{ter} StromVG.

⁴ (neu) Die Zielvorgabe gilt erstmalig für das Kalenderjahr 2026.

Begründung

Abs. 3: Aus Gründen der Vertragssicherheit sollen bestehende Verträge nicht durch die anteilmässige Kostenanlastung nach Artikel 6 Absatz 5ter StromVG belastet werden.

Abs. 4: Einzig die Abbildung 2 des Erläuterungsberichts liefert eine Information über den Start des Systems mit den Effizienzvorgaben, wobei dies zusätzlich in der Verordnung klarzustellen ist.

Energieförderverordnung (EnFV)

Art. 8 – Ausübung des Wahlrechts nach Artikel 29b EnG

¹ Steht dem Betreiber einer Anlage gestützt auf Artikel 29b EnG das Recht zu, zwischen der Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie und einem Investitionsbeitrag zu wählen, so ist dieses Recht wie folgt auszuüben:

- a. bei Wasserkraftanlagen: spätestens ~~30~~ **60** Tage ab Erhalt der Mitteilung der voraussichtlichen Höhe des Vergütungssatzes und des Investitionsbeitrags (Art. 30b^{quinquies});
- b. bei Photovoltaikanlagen: mit der Einreichung eines Gebots, **wobei die Wahl keine bindende Wirkung für zukünftige Ausschreibungen hat, falls der Betreiber keinen Zuschlag erhalten sollte;**

Begründung

Bst. a: Eine Frist von 60 Tagen ist realistischer und näher an der tatsächlichen Dauer für einen solchen Investitionsentscheid. Entscheidend ist zudem, dass der Betreiber vorab Zugang zum Modell für die Berechnung der Erlöse/ Rentabilität hat und dass dieses Modell transparent und verlässlich ist. Andernfalls werden auch die 60 Tage nicht ausreichen, um die beiden Modelle zu bewerten bzw. um eine Investitionsentscheidung zu treffen.

Bst. b: Es ist klarzustellen, dass der Wahl keine bindende Wirkung für zukünftige Ausschreibungen zukommt, falls der Betreiber bei der Ausschreibung keinen Zuschlag erhalten hat.

Art. 15 – Referenz-Marktpreis

⁴ Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise **nach Absatz 2 monatlich und nach Absatz 3** vierteljährlich.

Begründung

Um die Abrechnungsprozesse der Unternehmen effizienter zu gestalten und die Planbarkeit der Unternehmen zu erhöhen sind die Referenz-Marktpreise möglichst frühzeitig zu veröffentlichen. Für das BFE dürfte der Mehraufwand sehr gering ausfallen, weil der Referenz-Marktpreis für Anlagen nach Abs. 2 ohnehin dem volumengewichteten durchschnittlichen Day-Ahead-Preis pro Monat entspricht. Lediglich die tatsächliche Ausführung der Berechnung und Publikation erfolgte bisher vierteljährlich.

Art. 26 – Bewirtschaftungsentgelt

^{1bis} (neu) Netzbetreiber erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh abgenommene Elektrizität nach Artikel 15 EnG ein reduziertes Bewirtschaftungsentgelt.

⁴ geltendes Recht beibehalten

⁵ Die Vollzugsstelle berechnet und veröffentlicht das Bewirtschaftungsentgelt monatlich.

Begründung

Abs. 1^{bis}: Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung nach Art. 21 EnG erhalten bereits ein Bewirtschaftungsentgelt. Das Bewirtschaftungsentgelt soll sicherstellen, dass die Anlagenbetreiber aus den Vermarktungskosten keine Nachteile erleiden. Netzbetreiber müssen ebenfalls die ihnen angebotene Elektrizität (Rücklieferung) vermarkten, wobei sie die Kosten aktuell selbst zu tragen haben. Die Kosten für die Vermarktung der abgenommenen Elektrizität setzen sich aus Fixkosten, wie Administration, Systemen, Vermarktung im Allgemeinen und variablen Kosten, wie Ausgleichsenergiekosten, zusammen. Für die Vermarktung der Elektrizität aus der Rücklieferung soll Netzbetreibern deshalb ebenfalls ein reduziertes Bewirtschaftungsentgelt zustehen.

Abs. 4: Die Gründe für die signifikante und wiederholte Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts (BWE) innerhalb eines kurzen Zeitraums bleiben unklar. Nach der jüngsten Änderung, die bereits eine Angleichung des Bewirtschaftungsentgelts an die Marktpreise (Ausgleichsenergie-Preise, AE) beinhaltete, stellt diese erneute Modifikation eine erhebliche Belastung dar. Es fehlt an einer transparenten Begründung für diese häufigen Anpassungen, die die weitere Marktentwicklung für Erneuerbare Energien (EE) erheblich behindern. Die Umstellung der BWE-Berechnung 2023 hat Produzenten von Ausgleichsenergieerisiken entlastet, was sehr positiv zu bewerten ist und weshalb das geltende Recht beibehalten werden soll.

Abs 5: Ab der Produktionsperiode Q2/2023 wird das Bewirtschaftungsentgelt monatlich festgelegt aber nur vierteljährlich publiziert. Ein Angleichen der Publikations- an die Berechnungsperiodizität ist deshalb wünschenswert.

Art. 30a^{quinquies} – Referenz-Marktpreis

¹ Der Referenz-Marktpreis für die gleitende Marktprämie entspricht dem Referenz-Marktpreis nach Artikel 15, zuzüglich eines vierteljährlichen, **technologiespezifischen** Durchschnittspreises von Herkunftsnachweisen, die an etablierten Handelsplattformen gehandelt werden.

Begründung

Dass die quartalsweisen Durchschnittspreise von HKN beim Referenzmarktpreis angerechnet werden, ist methodisch nachvollziehbar. Die HKN-Preise werden jedoch technologiespezifisch unterschiedlich gehandelt: HKN aus Solaranlagen werden in der Regel deutlich höher vergütet als solche von Wasserkraftwerken. Der HKN-Zuschlag soll deshalb technologiespezifisch berechnet werden.

Art. 30a^{septies} – Vergütungsdauer und Mindestanforderungen

¹ Die Vergütungsdauer beträgt **40 Jahre für Wasserkraftanlagen und 20 Jahre für alle anderen Technologien.**

Begründung

Bei der Wasserkraft steht die Vergütungsdauer in keinem Verhältnis zu den in Ansatz zu bringenden Nutzungsdauern für die Komponenten (vgl. Anhang 6.1 Ziff. 4.1.1). Insoweit besteht auch ein Missverhältnis insbesondere zu Photovoltaik- und Windenergieanlagen, bei denen die Diskrepanz der Vergütungs- zu Nutzungsdauer deutlich geringer ausfällt.

Art. 30a^{octies} – Auszahlung der gleitenden Marktprämie

² Für steuerbare Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird die gleitenden Marktprämie jährlich vom BFE ausbezahlt. **Im laufenden Jahr erfolgt vierteljährlich eine Akontozahlung auf Basis der Werte des Vorjahres.**

Begründung

Die Akontozahlungen sollen eine gleichmässigeren Auszahlung der Fördermittel ermöglichen. Insbesondere zu Beginn der Förderdauer ist eine frühzeitige Auszahlung relevant.

Art. 30a^{novies} – Übersteigender Teil

² Für steuerbare Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird der übersteigende Teil **vierteljährlich** vom BFE in Rechnung gestellt.

³ Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so kann der Betreiber in den Monaten ~~Dezember~~ **Oktober** bis März **den folgenden Anteil des übersteigenden Teils einbehalten:**

- a. bei Photovoltaik-Anlagen: 40 Prozent.**
- b. bei allen anderen Technologien: 20 Prozent.**

Begründung

Abs. 2: In Anlehnung an den Änderungsvorschlag von Art. 30a^{octies} Abs. 2

Abs. 3: Die Ausführungen im erläuternden Bericht, wonach eine Erhöhung dieses Prozentsatzes bei PV-Anlagen lediglich zu Mitnahmeeffekten führen würde, ist nicht zutreffend. Die Gefahr von Mitnahmeeffekten sehen wir vielmehr beim Belassen des Werts bei 10 Prozent, insofern der Anreiz zur Ausrichtung auf Winterstromproduktion dadurch viel zu gering ausfällt. Eine Erhöhung dieses Werts setzt wiederum einen starken Anreiz, die Anlagen auf Winterproduktion auszurichten. Dies war die Intention des Gesetzgebers und sollte adäquat berücksichtigt werden. Da der Aufwand für die Winterproduktion bei PV deutlich grösser ist als bei anderen Technologien, schlagen wir differenzierte Anteile vor, die zudem für das ganze Winterhalbjahr gelten sollten – auch im Oktober und November braucht es Anreize zur Schonung der Wasserkraftreserven.

Art. 30b – Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen

Der Erlasstext wie auch der erläuternde Bericht sind schwer verständlich. Die Lesbarkeit sollte verbessert und idealerweise mit grafischen Darstellungen oder Formeln untermauert werden.

Begründung

Die einzelfallweise Berechnung der Vergütungssätze ist sinnvoll, wie auch die Beschränkung des maximal möglichen Vergütungssatzes. Wichtig ist dabei, dass unsere Anmerkungen zu Art. 30a^{sexies} und 30a^{septies} Berücksichtigung finden. Bei umfassenden Erweiterungen mit relativ geringer Mehrproduktion, welche insbesondere auch einen erheblichen Anteil an Erneuerungsarbeiten umfasst, könnte der maximale Vergütungssatz von 30 Rp./kWh zu knapp sein. Gemäss den Erläuterungen anlässlich der Infoveranstaltung des BFE vom 15.04.2024 zu den Verordnungsrevisionen Wasserkraft soll bei solchen Erweiterungen die Investition zwischen dem Anteil «Erneuerung» und effektiver «Erweiterung» aufgeteilt werden. Das heisst, dass eine GMP für den Erneuerungsteil und eine GMP für den Erweiterungsteil berechnet wird und dann gemeinsam zur Anwendung kommen. Basierend auf diesen Angaben sind wir mit den Anpassungen einverstanden. Wir bitten jedoch darum, dass die Lesbarkeit der Erläuterungen zum Artikel verbessert und mit grafischen Darstellungen oder auch Formeln untermauert wird.

Art. 30b^{bis} – Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Ob die Erweiterung oder die Erneuerung einer Wasserkraftanlage erheblich ist, bestimmt sich nach Artikel 47.

→ *EnFV Art. 47 sollte wie folgt angepasst werden:*

¹ Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen:

d. das nutzbare Speichervolumen sowohl um mindestens 15 Prozent als auch um 150 000 Kubikmeter **oder um mindestens 20 GWh** vergrössert wird; oder

Begründung

Im Falle von grossen Speicherseen sind 15 Prozent in der Regel nicht zu erreichen.

Art. 30b^{ter} – Zur Verfügung stehende Mittel

¹ Die Mittel, die für die gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen **mit einer Leistung von bis zu 10 MW** zugeteilt werden (Art. 36 Abs. 1 EnV), werden im **Zweijahresrhythmus quartalsweise** verpflichtet.

² Die Gesuche **gemäss Abs. 1** sind jeweils bis zu einem Stichtag einzureichen. **Die jeweiligen Stichtage sind der 28. Februar, der 31. Mai, der 31. August und der 30. November.**

³ Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche gemäss **Absatz 1 und 2** berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so werden auch später eingereichte Gesuche nach ihrem Einreikedatum berücksichtigt, bis die Mittel für **das Quartal** ausgeschöpft sind.

⁴ **(neu) Die Mittel, die für die gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW zugeteilt werden (Art. 36 Abs. 1 EnV), werden im Zweijahresrhythmus verpflichtet.**

⁵ **(neu) Die Gesuche gemäss Absatz 4 sind jeweils bis zu einem Stichtag einzureichen. Die Stichtage sind der 30. Juni 2026, der 30. Juni 2028, der 30. Juni 2030, der 30. Juni 2032 und der 30. Juni 2034.**

⁶ **(neu) Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche gemäss Absatz 4 und Absatz 5 berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so werden auch später eingereichte Gesuche nach ihrem Einreikedatum berücksichtigt, bis die Mittel für diese zwei Jahre ausgeschöpft sind.**

Begründung

Dass die zur Verfügung stehenden Mittel nur alle zwei Jahre verpflichtet werden, ist nicht nachvollziehbar.

- Ein erster Investitionsentscheid ist für die Ausarbeitung eines Konzessions- und anschliessenden Bauprojekts erforderlich und wird durch Planungsbeiträge unterstützt.
- Ein zweiter Investitionsentscheid ist spätestens nach Erhalt der Baubewilligung erforderlich, für den Bau, Inbetriebnahme und Betrieb der Anlage. Im schlimmsten Fall könnten nach Erhalt des Bauprojekts bis zu zwei Jahre vergehen, bis dieser Investitionsentscheid getroffen werden kann.

In Anbetracht des ohnehin schon bestehenden sehr hohen Handlungsdrucks bei der ökologischen Sanierung der Wasserkraft und den bereits heute sehr langwierigen Bewilligungsverfahren ist – zumindest bei Wasserkraftwerken mit einer Leistung von bis zu 10 MW – eine zusätzliche, bis zu zwei Jahre dauernde Verzögerung durch die Vergabe der Mittel, nicht zielführend.

In Anbetracht der Dringlichkeit des Zubaus der Stromproduktion aus einheimischen und erneuerbaren Energien und den Bemühungen von Bundesrat und Parlament, die Verfahren insgesamt zu beschleunigen (Beschleunigungserlass), beantragen wir, dass die Mittel für Wasserkraftwerke mit einer Leistung von bis zu 10 MW zumindest quartalsweise vergeben werden können.

Wir gehen in der Folge davon aus, dass bei der Mittelzuteilung eine Unterscheidung der Mittel für Gross- (mehr als 10MW) und Kleinwasserkraft (bis 10 MW) erforderlich ist. Zwar sind die kWh aus Grosswasserkraftwerken die günstigsten, aber sie binden auch einen Grossteil der verfügbaren Mittel. Dies führt dazu, dass die Mittel nicht im vollen Umfang und damit nicht effektiv eingesetzt werden, und dass die Kleinwasserkraft tendenziell nicht ausreichend Mittel zur Verfügung gestellt erhält. Siehe dazu auch unsere Anmerkungen zu EnFV Art. 30b^{quater}.

Art. 30b^{quater} – Reihenfolge der Berücksichtigung

¹ Können nicht alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte zur Realisierung einer Neuanlage oder einer Erweiterung zuerst berücksichtigt, **die in Anhang 2 StromVG aufgeführt sind und danach diejenigen**, die voraussichtlich den tiefsten Vergütungssatz erhalten. Für die Bestimmung der Reihenfolge wird bei Anlagen mit neuer Speicherenergie die neu saisonal speicherbare Energiemenge zur Produktion hinzugezählt.

⁵ **(neu) Sind nach Vergabe der Mittel gemäss Abs. 2 und Abs. 3 noch weitere Mittel verfügbar, können diese auf weitere Gesuche verteilt werden, die absolut das Restbudget nicht überschreiten. Die Priorisierung dieser Vergabe erfolgt ebenfalls gemäss Abs. 1, jedoch so lange, bis alle verfügbaren Mittel verpflichtet sind.**

Begründung

Abs. 1: Angesichts der Bedeutung der Projekte des Runden Tisches, sollte diesen im Zweifel der Vorrang eingeräumt werden.

Abs. 5: Gemäss unserem Kommentar zu EnFV Art. 30b^{ter} müssen die Mittel quartalsweise vergeben werden – andernfalls entstehen unnötige weitere Verzögerungen bei der Realisierung der Projekte. Sollte dies bei der Umsetzung zu Problemen führen, empfehlen wir dringend die Aufteilung der Mittel auf Klein- (weniger als 10 MW) und Grosswasserkraftwerke (mehr als 10 MW). Da Grosswasserkraftwerke voraussichtlich die tiefsten Vergütungssätze aufweisen, aber gleichzeitig den grössten Anteil an verfügbaren Mitteln binden, ist davon auszugehen, dass nur wenige Projekte die meisten Mittel binden, und die verbleibenden Restmittel nicht mehr vergeben werden können. Damit würde für die Projekte auf der Warteliste eine unnötige Verzögerung entstehen, und die verfügbaren Mittel würden nicht mit der maximal möglichen Effektivität vergeben. Wir beantragen deshalb, dass allfällige Restmittel so lange auf weitere Gesuche verteilt werden, bis sämtliche Mittel vollständig verpflichtet sind. Die Priorisierung erfolgt dabei weiterhin auf Basis der tiefsten Vergütungssätze. Nicht klar ersichtlich ist zudem, ob die für IB und GMP zugeteilten Mittel aus dem gleichen Topf stammen oder unterschiedlich definiert werden.

Art. 30c – Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

^{1bis} **(neu) Für Photovoltaikanlagen, die ausserhalb von Bauzonen erstellt werden sollen und jährlich mindestens 10 GWh sowie 500 kWh/kWp im Winterhalbjahr erzeugen, werden jährlich separate Spezialauktionen durchgeführt.**

Begründung

Solche Auktionen sind einfach umsetzbar und bieten den alpinen PV-Anlagen eine realistische Chance, dass sie einen Zuschlag erhalten können. Solaranlagen im alpinen Raum sind aus ökonomischer Sicht nicht mit Solaranlagen im Mittelland konkurrenzfähig. Separate Spezialauktionen für alpine Solaranlagen stellen entsprechend sicher, dass die Wettbewerbsbedingungen von Ausschreibungen, wie vom Gesetzgeber gewollt, unter vergleichbaren Projekten die effizientesten Projekte begünstigen, statt alpine Solaranlagen zu verhindern. EnG Art. 29e, Abs. 3, zweiter Satz hält fest, dass dies auch im Sinne des Gesetzgebers ist. Ansonsten begrüssen wir die Einführung eines Boni-Systems, insbesondere den Parkflächenbonus.

Art. 30c^{quater} – Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Inbetriebnahmemeldung

1^{bis} (neu) Für Photovoltaikanlagen mit einer Jahresproduktion von mindestens 10 GWh und einer Winterproduktion von mindestens 500 kWh/kWp beträgt die Inbetriebnahmefrist 60 Monate.

³ Die Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle spätestens ~~einen Monat~~ **drei Monate** ab der Inbetriebnahme zu melden.

Begründung

Abs. 1bis: Für grosse PV-Anlagen in den Alpen ist eine Frist von 24 Monaten wenig realistisch, da sich die Bauzeit auf wenige Monate im Jahr beschränkt und die Zubringerlogistik sehr anspruchsvoll ist.

Abs. 3: Eine vollständige Inbetriebnahmemeldung innert Monatsfrist ist kaum realistisch. Wir beantragen etwas mehr Spielraum.

Art. 30d^{octies} – Entscheid

² Die Vollzugsstelle widerruft die Zusicherung nach Artikel 30d^{sexies} und weist das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn:

- c. der Standort der Anlage ~~nicht dem~~ **wesentlich** vom im Gesuch angegebenen ~~entspricht~~ **abweicht**.

Begründung

Während den sehr langen Projektdauern von Windenergieanlagen ist es normal, dass die Windstandorte sich leicht verschieben.

Art. 30e^{ter} – Vergütungssätze für Biomasseanlagen

³ Für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen beträgt der Vergütungssatz ~~70~~ **80** Prozent der Vergütungssätze nach Anhang 6.3.

Begründung

Die Senkung der Vergütungssätze für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen von Biomasseanlagen um 30 % auf 70% ist nicht nachvollziehbar. Eine sachliche Begründung der Reduktion der Vergütungssätze um 30% fehlt und droht bei bestehenden Anlagen den sinnvollen Ausbau und Weiterbetrieb zu gefährden. Die Kostenreduktion durch Weiterbenutzung bestehender Infrastrukturen ist schwierig abzuschätzen, liegt aber bei unter 20%. Der Vergütungssatz für wirtschaftliche Erweiterungen und Erneuerungen von Biomasseanlagen muss daher mindestens bei 80% liegen.

Art. 35b – Projektierungsbeitrag für Windenergieprojekte

² Der Höchstbeitrag für Windenergieprojekte beträgt ~~780 000~~ **1 560 000** Franken.

Begründung

Der Höchstbeitrag sollte erhöht werden, damit auch grössere Windparks beanreizt werden. Dies wäre auch im Sinne des Landschaftsschutzes, da ansonsten der Anreiz besteht, mehrere kleinere Windparks an verschiedenen Standorten zu realisieren anstatt eines grösseren Windparks an einem Standort.

Art. 35c – Reihenfolge der Berücksichtigung

³ ~~Gesuche für Anlagen nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG werden vor allen am gleichen Tag eingereichten Gesuchen zuerst berücksichtigt.~~

Wir beantragen, dass die verfügbaren Mittel auf Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10MW und auf solche mit mehr als 10 MW aufgeteilt werden. Bei der Mittelzuteilung ist zu beachten, dass Wartelisten so schnell als möglich abgearbeitet werden können, und wenn immer möglich ganz verhindert werden.

Begründung

Es ist zwar nachvollziehbar, dass die verfügbaren Mittel eingeteilt werden müssen; dass aber auch für Projektierungsbeiträge Wartelisten geführt werden, ist ungünstig, denn dies führt zu ungewollten Verzögerungen. Damit der gewünschte, schnelle Zubau an Produktionskapazitäten möglich wird, muss so schnell als möglich mit der Planung begonnen werden können. Projekte nach Art. 9a Abs. 3 StromVG haben grundsätzlich sehr hohe Bewilligungschancen, und deren Investoren haben ausreichend Mittel für die Finanzierung der Projektierung. Auf der anderen Seite können auch diese Projekte scheitern, und der Anspruch, dass die Investierenden nicht alle Kosten selbst tragen müssen, ist gerechtfertigt. Dennoch: Gerade diese Projekte dürften viele der verfügbaren Mittel für die Projektierung binden, die sie danach aufgrund anderweitiger Förderung doch nicht mehr benötigen. Ebenso darf davon ausgegangen werden, dass die Investition in die Projektierung der Projekte aufgrund ihrer sehr vorteilhaften Rahmenbedingungen ohnehin erfolgen würde.

Wir schlagen deshalb vor, dass die verfügbaren Mittel auf Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10MW und auf solche mit mehr als 10 MW aufgeteilt werden. Zudem sind wir der Meinung, dass Art. 35c Abs. 3 nicht erforderlich ist. Die Idee der Projektierungsbeiträge ist, diejenigen Projekte zu unterstützen, deren Planung ohne Förderbeitrag nicht erfolgt. Werden Projekte ohnehin geplant, entfalten die Projektierungsbeiträge keinerlei Wirkung, und sind damit nicht erforderlich.

Art. 35k – Gestaffelte Auszahlung des Projektierungsbeitrags

³Die letzte Tranche darf erst nach der definitiven Festsetzung des Projektierungsbeitrags ausbezahlt werden. Bis dahin dürfen maximal 80 Prozent des in der Zusicherung nach Artikel 35f festgesetzten Höchstbetrags ausbezahlt werden.

Begründung

Die Projektierungsbeiträge sollen gemäss Erläuterungsbericht (S.10) anfängliche Realisierungsrisiken senken. Die definitive Festsetzung des Projektierungsbeitrages erfolgt gemäss Art. 35j erst nach der Baubewilligungsmeldung. Zu diesem Zeitpunkt ist das Projekt allerdings schon sehr weit fortgeschritten. Demnach soll im frühen Stadium des Projektes der volle Projektierungsbeitrag ausbezahlt werden können. Nur so kann der Projektierungsbeitrag seine angedachte Wirkung.

Art. 38 – Berechnung der Einmalvergütung und Ansätze

^{1ter} Für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad, die ab dem 1. Januar ~~2023~~ **2025** in Betrieb genommen wurden, wird der Leistungsbeitrag um einen Bonus erhöht.

Begründung

Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben, suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus abgeholt werden kann. Der angepasste Bonus soll erst für ab dem 1. Januar 2025 in Betrieb genommene Anlagen gelten, da ansonsten aufgrund der Änderung für bereits bestehende Anlagen Mitnahmeeffekte auftreten könnten.

Art. 38a – Festsetzung der Einmalvergütung durch Auktionen

^{2bis} **(neu) Für Photovoltaikanlagen von nationalem Interesse gemäss Art. 9a EnV, die mindestens 500 kWh/kWp im Winterhalbjahr erzeugen, werden jährlich separate Spezialauktionen durchgeführt.**

Begründung

Solche Auktionen sind einfach umsetzbar und bieten den alpinen PV-Anlagen eine realistische Chance, dass sie einen Zuschlag erhalten können. Solaranlagen im alpinen Raum sind aus ökonomischer Sicht nicht mit Solaranlagen im Mittelland konkurrenzfähig. Separate Spezialauktionen für alpine Solaranlagen stellen entsprechend sicher, dass die Wettbewerbsbedingungen von Ausschreibungen wie vom Gesetzgeber gewollt unter vergleichbaren Projekten die effizientesten Projekte begünstigen, statt alpine Solaranlagen zu verhindern. EnG Art. 29e, Abs. 3, zweiter Satz hält fest, dass dies auch im Sinne des Gesetzgebers ist.

Art. 62 – Nicht anrechenbare Kosten*Geltendes Recht beibehalten (Abs. 1, Bst. c streichen)**Begründung*

Die Anpassung würde dazu führen, dass die Nutzung eines Energiepotenzials in der Trinkwasserversorgung (oder allenfalls auch anderen Nebennutzungen wie Beschneigungsanlagen) zu einem späteren Zeitpunkt verhindert wird. Es ist heute durchaus üblich, bei einem Ersatz einer Wasserleitung ein Produkt mit höherer Druckkategorie einzubauen, damit zu einem späteren Zeitpunkt ein Trinkwasserkraftwerk möglich wird. Dies macht insbesondere dann Sinn, wenn es sich um mehrere unterschiedliche Leitungsabschnitte handelt, welche nicht im gleichen Zeitraum erneuert werden (sondern bspw. erst mehrere Jahre später).

Art. 68 – Erhebliche Erweiterung und Erneuerung*Geltendes Recht beibehalten**Begründung*

Die Erhöhung der Limite auf 250'000 CHF der Investitionskosten verunmöglicht sinnvolle Investitionen in der Höhe zwischen 100'000 und 250'000 CHF.

Art. 70 – Ansätze*Geltendes Recht beibehalten**Begründung*

Das Referenzanlagenprinzip wird den Investitionskosten von gewerblichen Biogasanlagen nicht gerecht. Die Investitionskosten liegen basierend auf Rückmeldungen von neun Beispielanlagen deutlich höher. Aufgrund von gesetzlichen Vorschriften (Bau- und Emissionsvorschriften, Aufbereitung Gärprodukte, etc.) fallen diese doppelt so hoch aus wie nun im Referenzanlagenprinzip errechnet. Mit der geltenden Regelung (50% der anrechenbaren Investitionskosten) werden gewerbliche Biogasanlagen bei den Investitionsbeiträgen nicht systematisch benachteiligt.

Art. 71 – Höchstbeitrag

Geltendes Recht beibehalten

Begründung

Wir schätzen den Investitionsbedarf beim Neubau von gewerblichen Biogasanlagen auf rund 1 Mio. CHF pro 1'000 Tonnen verarbeitete Biomasse und Jahr. Gewerbliche Biogasanlagen weisen heute Verarbeitungsmengen von 20'000 bis 50'000 Tonnen/Jahr auf. Es ist davon auszugehen, dass neue gewerbliche Biogasanlagen zur Ausnutzung der Skaleneffekte auf Mengen von deutlich über 15'000 Tonnen/Jahr ausgelegt werden. Mit einem Höchstbeitrag von 8 Millionen Franken werden die Investitionsbeiträge für gewerbliche Biogasanlage bereits bei 16'000 Tonnen/Jahr limitiert. Aufgrund von üblichen Verarbeitungsmengen zwischen 20'000 und 50'000 Tonnen/Jahr werden die gewerblichen Biogasanlagen damit systematisch benachteiligt. Damit gewerbliche Biogasanlagen die wichtige Rolle bei der nachhaltigen Verwertung von biogenen Abfällen einnehmen können, dürfen diese nicht durch zu tiefe Höchstbeiträge eine Förderbenachteiligung erfahren. Wir beantragen, auf die Einführung eines Höchstbeitrags für Biogasanlagen zu verzichten.

Art. 84 – Anteil bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen

¹ Bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen wird der Anteil der Anlagenleistung nach der Erweiterung oder Erneuerung, für den ein Investitionsbeitrag gewährt wird, wie folgt bestimmt:

d. bei erheblichen Erneuerungen: aus dem Verhältnis der anrechenbaren Investitionskosten, die aufgrund der Erneuerung anfallen, zu den Investitionskosten für eine neue Referenzanlage; ~~er darf jedoch höchstens 70 Prozent der Anlagenleistung betragen.~~

Begründung

Bei erheblichen Erneuerungen ist der Ansatz des Investitionsbeitrags bereits reduziert. Mit dieser zusätzlichen Reduzierung wird dieser für grössere Erneuerung zusätzlich gekürzt. Damit erfolgt eine doppelte Einschränkung.

Art. 85 – Berechnung des Investitionsbeitrags

³ Für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen beträgt der Ansatz ~~70~~ **80** Prozent der Ansätze nach Anhang 2.3 Ziffer 7.

Begründung

Die Senkung der Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen von Biomasseanlagen um 30 % auf 70% ist nicht nachvollziehbar und deutlich zu hoch angesetzt. Eine sachliche Begründung der Reduktion um 30% fehlt. Diese droht bei bestehenden Anlagen den sinnvollen Ausbau und Weiterbetrieb zu gefährden. Die Investitionsreduktion durch Weiterbenutzung bestehender Infrastrukturen ist schwierig abzuschätzen und liegt unter 20%. Der Ansatz für Erweiterungen und Erneuerungen von Biomasseanlagen für den wirtschaftliche Investitionen muss mindestens bei 80 % liegen.

Art. 108 – Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...

² Will der Betreiber die gleitende Marktprämie in Anspruch nehmen, muss er dies der zuständigen Behörde bis zum ~~1. Juni 2025~~ **1. Januar 2026** mitteilen.

Begründung

Es braucht für die Betreiber eine genügend lange Übergangszeit für die Entscheidung des Förderinstruments.

Anhang 1.5, Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem – Ziffer 2

Wir beantragen, für Holzheizkraftwerke künftig dieselbe Kennlinie wie bei den KVA-Betreibern zu verwenden.

Begründung

Im Hinblick auf die immer wichtiger werdende Winterstromthematik und aufgrund der Verknappungen am Energieholzmarkt wäre die Gleichstellung des Wärmenutzungsgrades mit den KVA's ein einfacher, aber wichtiger Akzent. Viele der stromproduzierenden Anlagen können ihren Wärmeabsatz nur sehr langsam erhöhen, da in der Schweiz nur wenig Industriell genutzte Wärme nachgefragt wird. Die betriebswirtschaftlich interessantere, und auch mit weniger qualifiziertem Personal betreibbare Alternative, ist die ausschliessliche Wärmeproduktion mit Holzheizwerken. Nach einer solchen Umstellung ist der Energiezentralenstandort für die Kraft-Wärme-Kopplung, respektive den Winterstrom, aber für Jahrzehnte verloren. Aus den obigen Gründen und weil der geforderte Wärmenutzungsgrad bei HHKW's im Vergleich zu KVA's höheren Anforderungen entspricht, verzichten viele Projektanten auf den Stromteil. Damit fällt der Nutzungsgrad des Energieholzes erst recht wesentlich tiefer aus, als dies bei gleichzeitiger Strom- und Wärmeproduktion möglich wäre.

Anhang 1.5, Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem – Ziffer 3.2

Wir beantragen, dass die laufenden Tarife im Einspeisevergütungssystem durch das BFE überprüft und mit den aktuellen Gestehungskosten bestehender Biomasseanlagen verglichen werden. Die Vergütungssätze müssen so angepasst werden, dass die laufenden Gestehungskosten gedeckt werden können.

Begründung

Die Gestehungskosten für Betrieb und Wartung bestehender landwirtschaftlicher Biogasanlagen sind zwischen 2020 und 2023 um rund 15% angestiegen. Dies belegen Wirtschaftlichkeitsdaten der Anlagenbetreiber, welche der Fachverband Ökostrom Schweiz in einem umfassenden Benchmarking erhebt. Dennoch bleiben die KEV-Tarife gemäss Vorschlag des Bundesrates unverändert. Das BFE ermittelt die Tarife auf Basis von Referenzanlagen. Die Datenbasis für diese Referenzanlagen ist jedoch intransparent. Es geht aus dem Erläuternden Bericht nicht hervor, ob die aktuellen EVS-Tarife geprüft wurden und nach welchen Prämissen die Prüfung erfolgt ist. Ohne eine Anpassung steigt das Risiko von Insolvenzen bei Anlagen, die bedingt durch die steigenden Kosten in Liquiditätspässe geraten.

Anhang 2.1, Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen – Ziffer 2.7

2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad beträgt 400 Franken pro kW.

2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ **55** Grad beträgt 200 Franken pro kW.

2.7.3 Der Bonus für Anlagen **mit einer Produktion von mindestens 500 kWh/kWp im Winterhalbjahr**, ~~die ab einer Höhe von 1500 m ü. M installiert werden~~, beträgt 250 Franken pro kW. Der Nachweis, dass die Anlage nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurde, ist mittels Fotos zu erbringen.

2.7.4 Der Parkflächenbonus beträgt ~~250~~ **350** Franken pro kW.

Begründung

Ziff. 2.7.1 / 2.7.2: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus beansprucht werden kann.

Ziff. 2.7.3: Der Höhenbonus wurde vor Einführung nicht vernehmlasst und der Erläuterungsbericht vom November 2022 liefert nur sehr wenig sachlich begründete Informationen zur Festlegung der bestehenden Grenze von 1'500 m.ü.M. gemäss Art. 38 Abs. 1^{quater} EnFV. Im Fokus der Förderung steht beim Höhenbonus die Winterstromproduktion, weshalb das Kriterium nicht direkt an eine willkürliche Höhengrenze geknüpft sein sollte, sondern analog zum Art. 71a Abs. 2 Bst. b EnG an die Winterstromproduktion. Demnach könnte für den Anspruch des Bonus das Kriterium der Grenze von 1'500 m.ü.M durch 500 kWh Winterstromproduktion pro 1 kW installierter Leistung ersetzt werden. Gegen das allfällige Anspruchskriterium eines Winterstromanteils von x Prozent spricht der mögliche Fehlanreiz, dass die Produktion im Sommer abgeregelt werden könnte, um den geforderten Winterstromanteil zu erreichen. Dies ist nicht im Sinne der Fördereffizienz. Zur Überprüfung der Anspruchskriterien sollen die geplanten Produktionsmengen verwendet werden, da die realisierten Produktionsmengen von verschiedenen externen Gegebenheiten wie Ausfälle oder Abregelung der Netzbetreiber beeinflusst werden können.

Ziff. 2.7.4: In der Schweiz existieren mindestens 64 km² Parkflächen, die ein theoretisches Photovoltaik-Potenzial von 6-10 GWp bieten. Diese Solarcarports bieten viele Vorteile. Die Fahrzeuge sind durch die Überdachung geschützt, Ladestationen für die Elektromobilität können direkt in die Struktur integriert werden, daraus resultiert eine ideale Doppelnutzung einer bereits bebauten Fläche. Aufgrund der grossen zur Verfügung stehenden Fläche und des Wachstums der Elektromobilität soll dieses Potenzial für PV unbedingt stärker in Betracht gezogen und genutzt werden. Im Allgemeinen gilt, je grösser der Solarcarport, desto tiefer sind die spezifischen Investitionskosten (CHF pro kWp installierter Leistung) und je grösser der Eigenverbrauch vor Ort, desto eher ist ein Solarcarport amortisiert. Für eine breite Umsetzung in der Schweiz ist die spezifische Förderung zu erhöhen, sodass auch kleinere Solarcarports ohne/mit tiefem Eigenverbrauch rentabel werden.

Anhang 2.1, Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen – Ziffer 2.8

Die Begrenzung der Förderung für integrierte Anlagen auf ein Maximum von 100 kW ist stossend. Es braucht entweder eine anteilmässige Berücksichtigung des integrierten Tarifs bis 100 kW (so wie auch bei den angebauten Anlagen anteilmässig für die Leistungen bis 30 kW und von 30-100 kW die höheren Sätze gelten), oder dass es auch für Leistungen über 100 kW eine höhere Förderung gibt bei integrierten Anlagen.

Begründung

Solche Anlagen sind ästhetisch hochwertig und sorgen für hohe Akzeptanz. Zudem werden in diesem Bereich fast ausschliesslich Module aus der Schweiz oder dem restlichen Europa installiert.

Anhang 5, Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen – Ziffern 2.1 und 2.2

2.1 Die Mindestanforderungen richten sich nach Anhang 1.5 Ziffer 2.

2.2 (neu) Für Anlagen, welche die Anforderungen nach Anhang 1.5, Ziffer 2 nicht erfüllen, gilt bis zum 31.12.2030 eine Übergangsfrist zur Erlangung der Betriebskostenbeiträge gemäss Anhang 5, Ziff. 3.2 und 3.3

Begründung

Ältere Anlagen, welche keine Förderung mehr erhalten, sind von den nun geplanten Förderinstrumenten ausgeschlossen. Einige Anlagen weisen jedoch eine intakte Infrastruktur auf, sind technisch gut optimiert und würden noch viele Jahre zuverlässig laufen. Für solche Anlagen führt ein Rückbau oft zum Verlust des Standortes, zumindest was die Stromproduktion anbelangt. Eine Übergangsfrist ohne die Pflicht zur Einhaltung der energetischen Mindestanforderungen mittels Betriebsbeiträgen könnte da den Rückbau von noch intakten Anlagen verhindern und gleichzeitig die Projektierungszeit für Ersatzanlagen erhöhen. Die aktuellen Strommarktpreise von unter CHF 0.10/kWh werden solche Anlagen bereits kurzfristig zur Abschaltung zwingen. In der Folge kommen für den Wärmeteil mittelfristig nur noch die oft mit Öl betriebenen Redundanz-Zentralen zum Einsatz. Wir schlagen aus diesen Gründen vor, den älteren Anlagen entgegenzukommen. Dabei handelt es sich meist um ehemalige MKF-Anlagen, oder solche, welche sich aus anderen Gründen derzeit am freien Strommarkt befinden. Aus Sicht der Branche könnte diese überschaubare Übergangsfrist von ca. 6 Jahren verhindern, dass Stromproduzenten ihre funktionierenden Anlagen ohne unmittelbare Ersatzlösung vom Netz nehmen müssen.

Anhang 5, Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen – Ziffern 3.2

3.2.2 Die Vergütungssätze für Holzkraftwerke sollen sich an den vierteljährlich ermittelten Holzpreisen orientieren.

Begründung

Wir begrüßen das Niveau der vorgeschlagenen Vergütungssätze. Die Vergütungssätze sowohl der gleitenden Marktpremie als auch der Betriebsbeiträge sollten sich jedoch fortan auch an den Holzpreisen orientieren. Es ist ein Mechanismus einzuführen, der bei steigenden Holzpreisen – mit etwas zeitlicher Verzögerung – zu einer Erhöhung der Vergütungssätze führt. Sinken die Holzpreise wieder, so wird auch der Vergütungssatz wieder reduziert. Das System muss degressiv aufgebaut werden, damit einer Aufwärtsspirale entgegengewirkt werden kann.

Falls es schwierig ist, die genauen Holzpreise am Markt automatisch zu eruieren, gibt es die Möglichkeit, dass eine Arbeitsgruppe aus Experten – wie in anderen Branchen – damit beauftragt wird, die korrekten Holzpreise zu eruieren und diese dem BFE zur vierteljährlichen Festlegung des angemessenen Vergütungssatzes zu kommunizieren.

Anhang 5, Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen – Ziffer 3.3

3.3.3 (neu) Bei Übertretung nachfolgender Holzpreisschwellen werden die Vergütungen des Holzbonus pro Schwelle um 1 Rp./kWh erhöht;

<i>Holzart</i>	<i>1.Schwelle</i>	<i>2.Schwelle</i>
Holzbrennstoffe (z.B. Waldhackschnitzel):	120 CHF/t	160 CHF/t
Nicht-Holzbrennstoffe (z.B. Altholzschnitzel):	40 CHF/t	80 CHF/t

Begründung

Eine Massnahme, welche allein oder auch in Kombination mit den oben beschriebenen Vergütungssätzen funktionieren würde, sind Schwellenwerte beim Holzbonus. Da dieser voraussichtlich nur im Winterhalbjahr ausbezahlt wird, könnte damit sogar noch der so dringend benötigte Winterstrom stärker anreizt werden. Die Holzpreisschwellen könnten tendenziell hoch angesetzt und auf die beiden Kompartimente «Holzbrennstoff» und «Altholz» konditioniert sein. Mit bescheidenen Beitragssätzen können dabei Selbstverstärkungseffekte auf den Holzmarkt ausgeschlossen werden. Die Aufwände zur Datenerhebung wären geringer, da die geförderten Anlagen selbst ihre Einkaufspreise offenlegen könnten. Alternativ könnte jedoch auch hier eine Arbeitsgruppe wie im vorhergehenden Punkt beschrieben, eingesetzt werden.

Die Vergütungen des Holzbonus könnten je Schwelle um 1 Rp./kWh erhöht werden. Dies würde nur einen Teil der hohen Brennstoffkosten decken, sodass das Interesse nach tieferen Einkaufspreisen nicht tangiert würde. Der Vorteil wäre dabei, dass bei starkem Ansteigen der Brennstoffkosten die betriebswirtschaftlichen Zwänge für die Betreiber später greifen. Produktionsminderungen, sowohl beim Winterstrom als auch bei der erneuerbaren Wärmeproduktion, würden jedoch seltener auftreten.

Anhang 5, Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen – Ziffer 3.4

3.4.4 (neu) Der Satz für den Bonus für landwirtschaftliche Biomasse mit maximal 20 Prozent Co-Substraten beträgt für Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem teilgenommen haben, je Leistungsklasse:

Beitragssätze: max. 20 Prozent Co-Substraten

Leistungsklasse äq. Leistung	Grundbeitragssatz (Rp./kWh)	Bonus: max. 20% Co- Substrate (Rp./kWh)	Beitragssatz kumuliert (Rp./kWh)
≤ 50 kW	13 (+3)	9 (+11)	36
≤ 100 kW	12 (+2)	9 (+9)	32
≤ 500 kW	12 (+2)	8 (+6)	28
≤ 5 MW	11 (+1)	2 (+5)	19
> 5 MW	10		

Begründung

Die ersten bäuerlichen Biogasanlagen fallen bereits ab 2025 aus dem EVS. Bis 2030 werden es bereits gegen 40 landwirtschaftliche Biomasseanlagen sein. Dies ist eine sehr einschneidende Situation für die landwirtschaftlichen Anlagenbetreiber: Sie haben laufend Investitionen in ihre Anlagen getätigt, können jedoch ihre Betriebskosten bald nicht mehr decken. Sie benötigen zeitnah eine adäquate Nachfolgelösung, um die Stromproduktion unter rentablen Bedingungen fortsetzen zu können. Die Nachfolgelösung muss für bestehende Anlagen, die aus dem EVS ausscheiden, einen sicheren und reibungslosen Übergang bieten. Das neue Fördersystem soll den Anlagen wirtschaftliche Perspektiven geben mit einem Vergütungssatz, welcher die laufenden Kosten weiterhin deckt. Die vorgeschlagene Lösungsvariante soll das System zudem wesentlich vereinfachen und die administrativen Aufwände für Betreiber und Verwaltung senken.

Wir schlagen die Einführung von Betriebskostenbeiträge für bestehende Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem teilgenommen haben, vor. Die Erhöhung orientiert sich an ausgewiesenen Betriebskosten einer nach Leistungsklasse typisierten Anlage. Die Daten dafür stammen aus dem Benchmarking des Fachverbandes Ökostrom Schweiz aus den Jahren 2018-2020. Zusätzlich wurde eine approximative Teuerung von 20% miteingerechnet.

Der Vorteil in dieser Variante liegt in der Einfachheit. Betriebskostenbeiträge können 1 Jahr vor Ablauf der KEV beantragt werden, der Übergang ist reibungslos und es gibt kein Investitionskriterium. Betriebskostenbeiträge sind gesetzlich unbefristet und bieten somit Planungssicherheit.

Auch die gewerblichen Biogasanlagen sind mit höheren Betriebskosten (Teuerung, Emissionsvorschriften, Qualitätssteigerung der Gärprodukte, etc.) konfrontiert. Deshalb muss die Erhöhung der Betriebskostenbeiträge aufgeteilt auf den Grundbeitrag und LW-Bonus erfolgen, damit dies weniger zu einer Umverteilung der Co-Substrate führt.

Anhang 5, Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen – Ziffer 3.5

3.5.3 Der Satz für den Bonus für landwirtschaftliche Biomasse ohne Co-Substrate beträgt je Leistungsklasse:

Leistungs- klasse	Bonus 0 Prozent Co-Substrate (Rp./kWh)
≤ 50 kW	23
≤100 kW	22
≤500 kW	8
≤ 5 MW	0
> 5 MW	0

Begründung

Der Zubau von neuen Anlagen auf Hofdüngerbasis ist für eine nachhaltige Entwicklung der Branche existenziell. Mit einer Erhöhung des «Hofdüngerbonus» wird wirksam beanreizt, dass sich Neuanlagen im Rahmen des Wahlrechts für den «Hofdüngerbonus» entscheiden und ausschliesslich landwirtschaftliche Biomasse vergären. Die damit einhergehenden Mehrwerte (Beitrag zum Klimaschutz und Minderung der Ammoniakverluste aufgrund eines professionalisierten Hofdüngermanagements) werden maximiert. Da für diese Anlagensysteme höhere Leistungsklassen nicht realistisch sind, ist dort eine Erhöhung nicht erforderlich. Reine Hofdüngeranlagen werden durch das neue System der Referenz-Investitionsbeiträge (pro äquivalente Leistung) benachteiligt. Für diese Anlagensysteme ist es aufgrund der saisonal schwankenden Hofdüngerzufuhr schwieriger, eine durchgängig hohe Auslastung zu erzielen. Die beanspruchbaren Investitionsbeiträge fallen entsprechend tiefer aus. Höhere Betriebskostenbeiträge würden hier einen Ausgleich schaffen, wobei die Kosteneffizienz gewahrt würde.

Anhang 6.1, Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen – Ziffer 2

c. **sofern anwendbar**: technische Beschreibung der Anlage, insbesondere die SDL-Fähigkeit (Primärregelung, positive Sekundärregelung, negative Sekundärregelung, positive Tertiärregelung, negative Tertiärregelung) der Turbinen und Pumpen

g. **Bei wasserzinspflichtigen Wasserkraftwerken**: Nutzwassermenge in m³ gemittelt über je fünf volle Kalenderjahre vor und nach der Investition;

h. **Bei Wasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 10MW**: stündliche Verteilung der Elektrizitätsproduktion in kWh gemittelt über je fünf volle Kalenderjahre vor und nach der Investition;

i. **sofern anwendbar**: stündliche Verteilung des Zubringerpumpenstroms in kWh gemittelt über je fünf volle Kalenderjahre vor und nach der Investition; h.

m. **sofern anwendbar**: nutzbares Speichervolumen vor und nach der Investition

n. **Bei Wasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 10MW**: Anlagenschema der bestehenden Anlage mit integriertem Projekt mit folgenden Angaben pro Kraftwerk: Leistung Turbinen Pgenmax in MW, Durchfluss Turbinen Flowpumpmax in m³/s, Leistung Pumpen Ppumpmax in MW, Durchfluss Pumpen Flowpumpmax in m³/s, Kapazität Ecap der Speicher und Ausgleichbecken in m³;

q. **sofern anwendbar** Nachweis über die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen;

s. **Prognose** der Betriebskosten;

Begründung

Einige der geforderten Angaben und Unterlagen sind auf kleinere Wasserkraftwerke nicht anwendbar, bzw. unverhältnismässig. Dies sollte mit einer Bemerkung so ergänzt werden. Ein Nachweis über die Betriebskosten wird zudem kaum möglich sein, da diese ja die Zukunft betreffen. Wir erachten es aber als hilfreich, wenn mit dem Gesuch eine Prognose zu den erwarteten Betriebskosten abgegeben wird.

Anhang 6.1, Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen – Ziffer 4.1

4.1.1 Die Jahreskosten setzen sich zusammen aus:

b. den Betriebskosten; diese werden **bei Wasserkraftwerken mit einer Leistung von bis 10 MW bis zu einem Betrag von höchstens 4 Prozent der anrechenbaren Investitionen berücksichtigt**, bei Wasserkraftwerken **mit einer Leistung von mehr als 10 MW** bis zu einem Betrag von 2 Prozent der anrechenbaren Investitionen berücksichtigt, sie beinhalten auch die Unternehmensführungs-, Kraftwerksbewirtschaftungs-, Energiebewirtschaftungs- und Energieverwertungskosten auf Stufe der Betreibergesellschaft;

Begründung

Bei kleineren Wasserkraftwerken steigen die Kosten für Betrieb und Unterhalt stärker an und können bis zu 4% der anrechenbaren Investitionen betragen. Wir stellen zudem fest, dass gemäss Ziffer 4.1.2 auch die Kosten für den Wasserzins anrechenbar sind.

Anhang 6.1, Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen – Ziffer 4.2

4.2.1 Bei nicht steuerbaren Anlagen und Anlagen mit einer Leistung von 3 MW oder weniger entspricht der Jahreserlös der Vergütung der **Produktion** zum Referenz-Marktpreis. **Bei Anlagen mit einer Leistung von bis zu 150 kW wird ergänzend zum Referenz-Marktpreis auch der Rückspeisetarif gemäss Art. 15 EnV berücksichtigt.**

4.2.3 Als Erlösmöglichkeiten aus der Teilnahme am Day-Ahead- und dem Intraday-Markt gelten:

a. bei Speicherkraftwerken: der Betrag, den der Verkauf der produzierten Elektrizität zu den besten am Day-Ahead-Markt erhältlichen Preisen ein-bringen würde; als produzierte Elektrizität gilt dabei die Menge Elektrizität, die aus den mittleren Seewasserstand- und Zuflussverläufen und den maximalen Durchflussmengen der Turbinen berechnet werden kann; bei komplexen Projekten oder Projekten in komplexen Anlagen kann für die Abschätzung des Erlöses eine Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware eingesetzt werden. **Auf Verlangen des Betreibers ist eine Kraftwerksoptimierungssoftware zu verwenden, welche unter anderem die vom Betreiber zu meldenden Zuflussverläufe und Verfügbarkeiten berücksichtigt.**

4.2.6 Als Erlösmöglichkeit aus dem Verkauf der Herkunftsnachweise gilt der Betrag, der durch den Verkauf der Herkunftsnachweise **aus Wasserkraftwerken** zum jährlichen Durchschnittspreis auf schweizerischen und europäischen Handelsplattformen, auf denen die Betreiber verkaufen können, erzielt werden kann.

Begründung

Ziff. 4.2.1: Ergänzend sollte festgehalten werden, dass Wasserkraftwerke mit einer Leistung von bis zu 150 kW auch vom Rückspeisetarif gemäss Art. 15 EnV profitieren können.

Ziff. 4.2.6: Der Wert von HKN unterscheidet sich je nach Technologie, und ist bei der Wasserkraft in der Regel tiefer als bei der Photovoltaik. Das bedeutet, dass Wasserkraft-spezifische Werte für die Berechnung verwendet werden müssen. Siehe dazu auch unsere Anmerkung zu EnFV Art. 30a^{quinquies}. Aufgrund der quartalsweisen Berechnung der HKN (gemäss EnFV Art. 30a^{quinquies}) ist zudem zu überlegen, ob auch die Ziffer 4.2.6 entsprechend formuliert werden müsste. Da der dafür erforderliche Vollzugaufwand für uns schwer abschätzbar ist, verzichten wir auf einen entsprechenden Antrag.

Ziff. 4.2.3: Viele der Projekte des Runden Tisches sind komplex (mehrere Kaskaden, kleine Zwischenbecken, besondere hydrologische Bedingungen, Projekte, die sowohl als erhebliche Erweiterung als auch als Erneuerung zu qualifizieren sind). Die Verwendung von Heuristiken erlaubt es nicht, die daraus resultierende zusätzliche Produktion mit ausreichender Genauigkeit zu berechnen. In der Folge besteht das Risiko, dass auf Grundlage dieser Methodik (ungefähren Berechnungen) keine Investition getätigt werden. Die Verwendung einer Optimierungssoftware scheint uns die einzige praktikable Möglichkeit für diese Projekte zu sein.

Ziff. 4.2.8: Beinhaltet ein Risiko, dass deutlich höhere Vergütungssätze als in EnFV Art. 30b vorgesehen resultieren. Wir gehen davon aus, dass die Umsetzung gemäss unserem Kommentar zu EnFV Art. 30b erfolgt.

Anhang 6.1, Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen – Ziffer 4.3

(Ziffer-Titel: ~~Jährliche~~ **Massgebliche** Mehrproduktion bei erheblichen Erweiterungen)

4.3 Die massgebliche Mehrproduktion bei erheblichen Erweiterungen entspricht der zusätzlichen Elektrizitätsmenge (in GWh), die im Zeitraum von Oktober bis März produziert werden kann. Die so zu ermittelnde Mehrproduktion wird zum Zeitpunkt der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 30b^{septies}) festgelegt und gilt sodann für die gesamte Vergütungsdauer.

4.3.1 – 4.3.3 *streichen*

Begründung

Bei erheblichen Erweiterungen ist für die massgebliche Mehrproduktion auf die sich aus der Erweiterung ergebende zusätzliche Winterproduktion abzustellen. Zur Stärkung der Versorgungssicherheit, benötigt die Schweiz insbesondere zusätzliche Produktion im Winter. Dies ist sowohl im Mantelerlass als auch in der gemeinsamen Erklärung zum Runden Tisch ausdrücklich verankert. Des Weiteren hat das Abstellen auf die zusätzliche Winterproduktion den entscheidenden Vorteil gegenüber dem vorgeschlagenen Ansatz, dass die für die Marktprämie massgebliche Energiemenge zum Zeitpunkt der Zusicherung feststeht und nicht jedes Jahr neu berechnet werden muss. Denn genau dieser Umstand führt zu einer erheblichen Unsicherheit für den Projektanten und widerspricht letztlich auch der Intention einer gleitenden Marktprämie als Förderinstrument. Denn die gleitende Marktprämie soll während der gesamten Vergütungsdauer die jährlich anfallenden Kosten aus der Investition decken und damit dem Anlagenbetreiber eine angemessene Rendite garantieren. Die jährliche Neuberechnung der zusätzlichen Produktion im Falle einer Erweiterung oder Erneuerung gibt dem Investor jedoch gerade keine Garantie hinsichtlich der Deckung seiner Investitionskosten. Die jährlichen Kosten sind nämlich über die Dauer der Vergütung fix, während nach dem vom Bundesrat vorgeschlagenen Ansatz die zusätzliche Produktion aus einer fiktiven Berechnung auf der Grundlage der auf dem Markt erzielten Einnahmen resultiert. Die dynamische Berechnung dieser zusätzlichen Produktion in Abhängigkeit von den Markteinnahmen kann dazu führen, dass der Vergütungssatz in manchen Jahren unter den jährlichen Kosten liegt, was eine effektive Kostendeckung nicht mehr gewährleistet.

Anhang 6.3, Gleitende Marktprämie für Biomasseanlagen – Ziffer 3

3.2.2 Die Vergütungssätze für Holzkraftwerke sollen sich an den vierteljährlich ermittelten Holzpreisen orientieren.

Begründung (Vergleich Antrag unter Anhang 5, Ziff. 3.2.2)

Wir begrüßen das Niveau der vorgeschlagenen Vergütungssätze. Die Vergütungssätze sowohl der gleitenden Marktprämie als auch der Betriebsbeiträge sollten sich jedoch fortan auch an den Holzpreisen orientieren. Es ist ein Mechanismus einzuführen, der bei steigenden Holzpreisen – mit etwas Verzögerung – zu einer Erhöhung der Vergütungssätze führt. Sinken die Holzpreise wieder, so wird auch der Vergütungssatz wieder reduziert. Das System muss degressiv aufgebaut werden, damit einer Aufwärtsspirale entgegengewirkt werden kann. Falls es schwierig ist, die genauen Holzpreise am Markt automatisch zu eruieren, gibt es die Möglichkeit, dass eine Arbeitsgruppe aus Experten – wie in anderen Branchen – damit beauftragt wird, die korrekten Holzpreise zu eruieren und diese dem BFE zur vierteljährlichen Festlegung des angemessenen Vergütungssatzes zu kommunizieren.

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Art. 4 – Grundversorgungstarife

^{2bis} (neu) Die EICom kann für die Deckung angemessener Vertriebs- und Verwaltungskosten sowie eines angemessenen Gewinns eine angemessene Obergrenze festlegen.

⁴ (neu, in Anlehnung an die bisherige Regelung) Soweit der Verteilnetzbetreiber die Elektrizität für Lieferungen nach Artikel 6 Absatz 5bis StromVG aus Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion von höchstens 5000 MWh beschafft, rechnet er in Abweichung zum Ansatz der anrechenbaren Energiekosten (Abs. 2) die Beschaffungskosten, einschliesslich der Kosten für Herkunftsnachweise, ein, und zwar bis höchstens 15 Rp. /kWh.

⁵ (neu, entspricht bisherigem Abs. 4 StromVV) Soweit der Verteilnetzbetreiber seine Endverbraucher mit Grundversorgung nach Artikel 6 Absatz 5bis StromVG beliefert, verwendet er für die Stromkennzeichnung die für diese Elektrizität ausgestellten Herkunftsnachweise.

⁶ (neu, entspricht bisherigem Abs. 5 StromVV) Nicht nach Artikel 6 Absatz 5bis StromVG eingerechnet werden dürfen die Kosten von Elektrizität aus Erzeugungsanlagen, die im Einspeisevergütungssystem sind, von einer Mehrkostenfinanzierung oder von vergleichbaren kantonalen oder kommunalen Unterstützungen profitieren.

Begründung

Abs. 2bis (neu): Die heutige Möglichkeit zur Beibehaltung einer Bruttogewinngrenze von aktuell CHF 60 pro Rechnungsempfänger sollte beibehalten bleiben. Dies ist gemäss Erläuterungen offenbar auch die Idee, mit dem Wortlaut des Verordnungstextes aber so kaum möglich. Eine ausschliessliche Verzinsung des Kapitals dürfte einen Verlust des grössten Teils der Gewinnmöglichkeiten in der Grundversorgung zur Folge haben. Dies widerspricht den übrigen Vorgaben zur Grundversorgung, welche die finanziellen Risiken für Grundversorger eher erhöhen und nicht senken (v.a. Verpflichtung zur Eigenproduktion).

Abs. 4-6 (neu): Mit dem Wegfall der bisherigen Art. 4 und 4a StromVV entfällt die explizite Möglichkeit, höhere Abnahmevergütungen als jene gemäss Art. 12 Abs. 1 EnV an die Kunden in der Grundversorgung zu überwälzen. Dies muss unbedingt auch mit dem neuen Gesetz möglich sein, damit Verteilnetzbetreiber ihn ihrem Versorgungsgebiet stärkere Anreize für Solaranlagenbetreiber schaffen können. Selbstverständlich muss dafür eine Obergrenze gesetzt werden. Diese soll bei 15 Rp./kWh liegen, was die Produktionskosten fast aller neu installierten PV-Anlagen deckt. Zudem entspricht dieser Wert jenem der Mehrkostenfinanzierung («15-Räppler»).

Das revidierte StromVG lässt eine solche Regelung grundsätzlich zu:

StromVG (neu) Art. 6 Abs. 5bis:

d. In die Grundversorgungstarife dürfen nebst einem angemessenen Gewinn eingerechnet werden:

3. bei Abnahmen nach Artikel 15 EnG: die entsprechende Vergütung

Art. 4a – Mindestanteile an Elektrizität aus erneuerbaren Energien

³ ~~Mindestens 20 Prozent der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird, muss aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland stammen. Ist dieser Mindestanteil nicht bereits mit dem nach Absatz 1 gebotenen Absatz der erweiterte Eigenproduktion in der Grundversorgung erreicht und schliessen die Verteilnetzbetreiber deshalb zur Erreichung dieses Mindestanteils Bezugsverträge ab, so müssen diese eine Laufzeit von mindestens drei Jahren haben. Die Verteilnetzbetreiber setzen in der Grundversorgung die folgenden Mindestanteile an Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland ab:~~

- a. **ab dem Jahr 2026: zu 30 Prozent**
- b. **ab dem Jahr 2030: zu 35 Prozent**
- c. **ab dem Jahr 2040: zu 50 Prozent**

^{3bis} Sind die Mindestanteile nach Absatz 3 nicht bereits mit dem nach Absatz 1 gebotenen Absatz der erweiterte Eigenproduktion in der Grundversorgung erreicht und schliessen die Verteilnetzbetreiber deshalb zur Erreichung dieses Mindestanteils Bezugsverträge ab, so müssen diese eine Laufzeit von mindestens ~~drei~~ **zehn** Jahren haben.

⁵ **(neu) Die Mindestanteile berechnen sich aufgrund jährlicher Produktions- und Absetzmengen. Notwendige Ergänzungs- und Ausgleichsenergiemengen für die Grundversorgung bleiben anrechenbar. Entsprechende Erlöse sind in Abzug zu bringen.**

Begründung

Abs. 3: Der hier vorgeschlagene Anteil von 20% liegt deutlich unter dem Status quo des Schweizer Strommixes (ca. 60% erneuerbare Energien). Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Beschaffungssituation vieler VNB schlagen wir 30% als Ausgangspunkt vor. Zur Erreichung der Ausbauziele braucht es danach eine Steigerung, die sich am angestrebten Produktionsmix respektive dem Importanteil für 2050 orientiert.

Abs. 3bis (neu): Zudem braucht es zur Schaffung von Planungssicherheit für Produzenten Bezugsverträge mit einer längeren Laufzeit als drei Jahre. In der EU sind PPAs mit einer Laufzeit von 10-20 Jahren üblich.

Abs. 5 (neu): Es muss klar sein, dass die Bemessungsgrundlage rein bilanziell auf Jahresebene erfolgt. Gleichzeitig sollen die Verteilnetzbetreiber das Recht haben, notwendige Ergänzungs- und Ausgleichsenergie, welche für die Sicherstellung der Grundversorgung zu jeder Viertelstunde benötigt wird, als Beschaffungskosten anzurechnen. Dies ist beispielsweise auch der Fall, wenn die Eigenproduktion übers Jahr 100% der Grundversorgungsmenge abdeckt, jedoch im Sommer hohe Überschüsse und im Winter fehlende Mengen bestehen. In diesem Fall sind allfällige Erlöse aus Überschüssen, sofern die Anlagen der Grundversorgung zugeordnet wurden, auch der Grundversorgung anzurechnen. Nur so wird eine verursachergerechte Kostenanrechnung in der Grundversorgung sichergestellt.

Art. 4b – Standardstromprodukt

¹ Die Verteilnetzbetreiber müssen bei der Stromkennzeichnung gegenüber den Endverbrauchern, die mit dem Standardstromprodukt (Art. 6 Abs. 2bis StromVG) versorgt werden, für mindestens ~~75~~ **90** Prozent der gelieferten Elektrizität Herkunftsnachweisweise verwenden, die eine inländische und erneuerbare Herkunft des Stroms belegen.

² Die Verteilnetzbetreiber müssen dabei prioritär diejenige Herkunftsnachweise verwenden, die ihnen für die Elektrizitätserzeugung aus eigenen Anlagen oder im Rahmen von beteiligungsbedingten Bezügen **sowie für die abgenommene Elektrizität gemäss Art 15 EnG** ausgestellt werden.

Im Erläuternden Bericht sind die mindestens 90% als bilanzielle Sicht übers Jahr zu konkretisieren.

Begründung

Abs. 1: Im Gesetz steht «insbesondere erneuerbare Energien». Die 75 Prozent sind eher tief angesetzt. Insbesondere da das Standardstromprodukt mit einem Opt-Out verbunden bleibt: Nach wie vor alle Endverbraucherin und Endverbraucher können ein Stromprodukt mit tieferem Anteil wählen. Es gibt genügend inländische Herkunftsnachweise, um 90 Prozent zu erfüllen.

Abs. 2: Die abgenommene Elektrizität darf ebenfalls prioritär eingerechnet werden.

Art. 7b – Standardstromprodukt

³ Sie können die Informationen nach den Absätzen 1 und 2 ~~zusätzlich~~ auf anderem Weg übermitteln.

⁴ **Verteilnetzbetreiber dürfen für die Rechnungsstellung per Briefpost den Endverbrauchern einen Zuschlag von maximal CHF 5 pro Rechnung verrechnen. Dieser Zuschlag ist den anrechenbaren Netzkosten in Abzug zu bringen.**

Begründung

Verteilnetzbetreiber sollen diese Informationen nicht zwingend auf der Rechnung, sondern via Kundenplattform mittels Link bzw. QR-Code ihren Kunden zur Verfügung stellen können. Die Zustellung von Papierrechnungen ist mit finanziellem Aufwand verbunden und aus ökologischer Sicht möglichst zu reduzieren. Analog zu Banken, Versicherungen und anderen Leistungserbringern sollen auch die Verteilnetzbetreiber für Papierrechnungen einen Zuschlag verlangen dürfen. Der teilweisen bereits beobachtbaren Praxis von Verteilnetzbetreiber fehlt heute eine explizite Rechtsgrundlage.

Art. 8 – Messtarife

² Für den Einsatz von intelligenten Messsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern gelten die folgenden Tarifobergrenzen pro ~~Messpunkt~~ **Messstelle**:

a. auf Spannungsebenen unter 1 kV (Niederspannungsebene):

1. bis zu einer Netzanschlussleistung von höchstens 100 Ampere: monatlich höchstens 6.– Franken oder monatlich höchstens ~~6.50~~ **zusätzlich 0.50 Franken** Franken im Falle der Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft;

Begründung

Der Aufschlag von 0.50 Franken für die Messung einer LEG erhöht deren Verwaltungskosten. Sollten die monatlichen Messkosten für einen Standardmessanschluss unter 6 Franken sinken, müssen die LEG Messkosten ebenfalls sinken. Die Tarifobergrenze für lokale Elektrizitätsgemeinschaften ist in Relation zu setzen zum Standardtarif von höchstens 6.00 Franken, da ansonsten lokale Elektrizitätsgemeinschaften systematisch benachteiligt werden können.

Art. 8a^{quater} – Deckungsdifferenzen im Bereich der Messkosten

Ganzer Artikel streichen

Begründung

Basierend auf dem System mit Tarifobergrenzen pro Messstelle macht eine strikte Cost+-Regelung mit Deckungsdifferenzen keinen Sinn. Bei einer strengen Tarifobergrenze von CHF 6 pro Messstelle können höhere Kosten und damit Unterdeckungen nie nachverrechnet werden. Gleichzeitig ist aus Gleichbehandlungsgrundsätzen aber auch auf Überdeckungen zu verzichten. Ist es einem Verteilnetzbetreiber möglich seine Messdienstleistung günstiger als zu CHF 6 zu erbringen – unter Berücksichtigung einer angemessenen und von der EICom überwachten Kostenzuweisung von Betriebs- und Kapitalkosten – so soll sein Gewinn auch die Kapitalverzinsung übersteigen können.

Art. 8a^{quinquies} – Intelligente Messsysteme

⁵ Verlangt ein Teilnehmer eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch, einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft oder ein Speicherbetreiber nach der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem (Art. 17abis Abs. 3 StromVG), so muss der Netzbetreiber dieses innerhalb von drei Monaten installieren. Bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch bezieht sich dieser Anspruch auf alle Messpunkte des Zusammenschlusses **an Netzanschlusspunkten**.

Begründung

Klarstellung, dass nicht alle Teilnehmer ausgestattet werden müssen, da sie für Abrechnung nicht relevant sind. Die VNB haben bis ins Jahr 2028 die intelligenten Messgeräte auszurollen. Während diesem strukturierten Rollout sollen die VNB ausserordentliche Installationen auf sechs Monate ausdehnen dürfen. Die Verpflichtung zur Messung durch Verteilnetzbetreiber muss sich bei ZEV auf die Messung am Anschlusspunkt bzw. bei virtuellen ZEV auf die Messungen an den Anschlusspunkten beschränken. Eine Messung innerhalb des ZEV ist und bleibt eine freiwillige Messdienstleistung, welche auch Dritte erbringen können.

Art. 13e – Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen: Kosten

³ Vergütungen für Verstärkungen von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG betragen höchstens **50 100** Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung.

Kostengünstigere Massnahmen zur Zielerreichung als Netzverstärkungen können ebenfalls vergütet werden.

⁵ **(neu) Die Schwellenwerte werden jährlich der Teuerung angepasst.**

⁶ **(neu) Kosten gemäss Art. 13e können rückwirkend per 30.6.2024 in Rechnung gestellt werden.**

Begründung

Abs. 3: Der Tarif von 50 Fr./kW erscheint anhand von Referenzobjekten knapp bemessen. Er dürfte lediglich rund 25-50% der Netzanschlusskosten (ohne allfällige Baukosten) decken. Wenn es eine bessere Massnahme als Netzverstärkungen gibt, sollte es zudem möglich sein, diese zu unterstützen (z.B. lokale Speicherung, Blindstromregelung). Es sollte zudem geklärt werden, dass sich die Angabe auf die DC-Leistung bezieht. Dies würde einen Anreiz zur Begrenzung der Einspeisung schaffen. Es ist auch unklar (siehe EnV Art. 10 Abs. 3, StromVG Art. 15 b Abs. 5), ob beim Anschluss einer PV-Anlage, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen wird, der Produzent die Kosten des Anschlusses (z.B. eigener Trafo) zurückerstattet erhält.

Abs. 6: Eine Rückwirkungsklausel hilft, Projektverzögerungen zu vermeiden.

Art. 13f – Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen: Aufgaben

¹ Die ~~Verteilnetzbetreiber~~ nehmen **Vollzugsstelle** nimmt folgende Aufgabe wahr:

- a. Sie ~~melden~~ **meldet** der nationalen Netzgesellschaft ~~bei der~~ für die Geltendmachung der Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 ~~für ihr Netzgebiet~~ jährlich pro Netzgebiet Leistung, Standort und Inbetriebnahmedatum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen.
 - ~~2. die Jahressumme der tatsächlich vorgenommenen Investitionen für erzeugungs- sowie verbrauchsbedingte Netzverstärkungen im Niederspannungsnetz,~~
 - ~~3. die Summe der Anlagenrestwerte im Niederspannungsnetz.~~
- b. ~~Sie reichen die Gesuche für Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3 jährlich bei der nationalen Netzgesellschaft ein und erstatten den Produzenten die Vergütung.~~
- c. ~~Sie weisen die erhaltenen Vergütungen, Abgeltungen und getätigten Netzverstärkungen jährlich im Geschäftsbericht aus;~~
- d. ~~Sie erarbeiten einheitliche Grundlagen für die Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3.~~

² Die Verteilnetzbetreiber nehmen folgende Aufgaben wahr:

- a. **Sie reichen das Gesuch für Abgeltungen nach Artikel 13e Absatz 2 einmalig bei der nationalen Netzgesellschaft ein;**
- b. ~~Sie reichen die Gesuche für Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3 jährlich bei der nationalen Netzgesellschaft ein und erstatten den Produzenten die Vergütung;~~
- c. Sie weisen die erhaltenen Vergütungen, und Abgeltungen und getätigten Netzverstärkungen jährlich im Geschäftsbericht aus;
- d. ~~Sie erarbeiten einheitliche Grundlagen für die Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3.~~

³ Die Produzenten nehmen folgende Aufgaben wahr:

- a. **Sie reichen das Gesuch für Abgeltungen nach Artikel 13e Absatz 3 bei der nationalen Netzgesellschaft ein.**

⁴ Die nationale Netzgesellschaft nimmt folgende Aufgaben wahr:

- a. Sie richtet auf der Basis der Meldung nach Absatz 1 Abgeltungen und Vergütungen nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG an die Verteilnetzbetreiber aus.
- b. Sie überprüft ~~summarisch~~ die beantragten Abgeltungen und Vergütungen nach Artikel 15b Absatz ~~Absätze 4 und 5~~ StromVG und richtet diese an die ~~Verteilnetzbetreiber~~ Produzenten aus.
- c. Sie erstattet der EICom jährlich sowie dem BFE auf Anfrage Bericht über die nach Artikel 13e Absatz 2 und 3 ~~von den Verteilnetzbetreibern~~ vorgenommenen Verstärkungen, den Verstärkungen der Anschlussleitungen und die ausgerichteten Abgeltungen und Vergütungen.

⁵ Die EICom nimmt folgende Aufgaben wahr:

- a. Sie prüft und bewilligt Gesuche um Vergütung nach Artikel 15b Absatz 3 StromVG.
- b. Sie kontrolliert stichprobenweise die beantragten sowie abgegoltenen und vergüteten Verstärkungen nach Artikel 15b Absätze 4 und 5 StromVG.
- c. Sie regelt, wie die vergüteten Netzverstärkungen nach Absatz 4 im Anlagevermögen der Netzbetreiber zu behandeln sind.

Begründung

Die neuen Bestimmungen im Art. 13f StromVV (neu) führen zu sehr hohen administrativen Aufwänden, ohne einen ersichtlichen Mehrwert zu bringen. Die Prozesse können deutlich einfacher und effizienter ausgestaltet werden.

Abs. 1: Die benötigten Daten (Leistung, Standort und Inbetriebnahmedatum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen pro Netzgebiet) liegen zentral bei der Vollzugsstelle (Pronovo) vor. Anstatt, dass jeder Netzbetreiber seine Daten melden muss, kann Pronovo der nationalen Netzgesellschaft einmal jährlich die erforderlichen Daten pro Netzgebiet zur Verfügung stellen. Auf Basis der gemeldeten Daten können die pauschalen Abgeltungen an die Netzbetreiber ausgezahlt werden. Ziffern 2 und 3 im Buchstaben a können gestrichen werden, da die darin geforderten Angaben für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 StromVV nicht erforderlich sind. Es ist nicht ersichtlich, weshalb die nationale Netzgesellschaft Kenntnis zu verbrauchsbedingten Netzverstärkungen haben muss. Aus dem Artikel 15b StromVG kann nicht entnommen werden, dass dies erforderlich ist. Auch die Information zu Anlagenrestwerten im Niederspannungsnetz für die Abwicklung der Abgeltung nicht nötig. Vorteile eines effizienten Prozesses: Anstatt von jährlich rund 600 Datenmeldungen von Verteilnetzbetreibern an die nationale Netzgesellschaft stellt Pronovo für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 einheitlich für alle Netzgebiete die erforderlichen Daten zur Verfügung. Jeder Verteilnetzbetreiber stellen zu Beginn einmalig einen Antrag für Auszahlung der Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2. Auf Basis dieser Anträge wird die automatisierte, jährliche Auszahlung der Abgeltung ausgelöst. Alljährliche Anträge der 600 Netzbetreiber werden dadurch überflüssig. Alljährliche Plausibilisierungen der Anträge werden nicht erforderlich sein. Die administrativen Aufwände werden sowohl bei Verteilnetzbetreibern als auch bei der nationalen Netzgesellschaft erheblich sinken.

Abs. 2: Für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 genügt seitens der Verteilnetzbetreiber ein einmaliges Gesuch. Nach der Verarbeitung der Gesuche durch die nationale Gesellschaft können die Abgeltungen automatisiert ausgelöst werden. Wiederkehrende Gesuche verursachen beidseits viel Aufwand ohne Nutzen. Die Gesuche für die Verstärkungen von Anschlussleitungen müssen von Produzenten gestellt werden.

Abs. 3 Bst. a: Für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 3 reichen Produzenten Gesuche mit Nachweisen für vorgenommene Verstärkungen von Anschlussleitungen bei der nationalen Netzgesellschaft ein.

Abs. 4: Die Verteilnetzbetreiber sollen einen einmaligen Antrag anstatt eines alljährlichen Antrags stellen. Die nationale Netzgesellschaft erhält die notwendigen Daten von der Vollzugsstelle. Eine summarische Überprüfung für beantragte Abgeltungen nach Artikel 13e Absatz 2 ist nicht erforderlich. Die Vergütung nach Artikel 13e Abs. 3 soll direkt an die Produzenten ausgezahlt werden.

Art. 18 – Grundsätze für die Netznutzungstarife aller Netzebenen

⁴ Für die Festlegung der Tarife gelten zudem die folgenden Grundsätze:

- b. Netznutzungstarife, die Anreize für ein netzdienliches Verhalten setzen, indem sich ihre Ausgestaltung aufgrund von netzbezogenen Werten ~~mindestens stündlich~~ ändert (dynamische Netznutzungstarife), sind zulässig.

Begründung

Die Eingrenzung auf zwingende, stündliche Änderungen ist unnötig und verhindert halbdynamische oder einfachere, dynamische Tarife, welche sich zwar auch an der effektiven Netzlast orientieren, aber z.B. als dynamischer Vierstufen-Tarif ausgestaltet sind.

Art. 18a – Netznutzungstarife der Niederspannungsebene

^{2bis} **(neu) Endkunden ohne Möglichkeit zu netzdienlicher Verbrauchs- oder Produktionsanpassung müssen die Möglichkeit erhalten, zwischen einem Tarif nach Art. 2 Abs. a, b oder c zu wählen.**

Begründung

Abs. 2bis (neu): Abs. 2 Bst. b steht im Widerspruch zu Art. 4 Abs. 1 StromVV, wonach die Tarife ein Jahr im Voraus bekanntgegeben werden müssen. Hier braucht es eine Erläuterung, dass dies bei Veröffentlichung des Algorithmus zulässig ist. Dynamische Tarife sollen Anreize zu netz- und systemdienlichem Verhalten schaffen. Wer keinen Elektroboiler, keine Wärmepumpe oder E-Ladestation hat, kann darauf kaum reagieren. Dynamische Tarife können in diesen Fällen kontraproduktiv sein, da der Anreiz zum Stromsparen verringert wird.

Art. 18c – Befreiung von der Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts

Die Befreiung von der Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts (Art. 14a Abs. 1 und 3, **Art. 15a und Art. 15b** StromVG) umfasst auch die Kosten für die Systemdienstleistungen, die Stromreserve nach WResV und den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG **sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen.**

Begründung

Der Eigenbedarf von Kraftwerken und der Strombezug von Pumpspeichern war bislang vom Netznutzungsentgelt befreit (inkl. Netzzuschlag, SDL, Stromreserve). Neu wird im Gesetz eine allgemeingültige Regelung für alle Speicher ohne Endverbrauch eingeführt. Es fehlen aber eindeutige diesbezügliche Bestimmungen hinsichtlich der Befreiung von Abgaben und Leistungen ans Gemeinwesen. Gemäss erläuterndem Bericht soll es den Standortkantonen/-gemeinden obliegen zu entscheiden, ob die Speicher (inkl. Pumpspeicher) von Abgaben und Leistungen ans Gemeinwesen befreit werden oder nicht. Dies entspricht einer massiven wirtschaftlichen Verschlechterung insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke gegenüber dem Status quo, was nicht dem Willen des Parlaments entspricht. Die Befreiung von Abgaben und Leistungen ans Gemeinwesen sollte daher auf Bundesebene geregelt werden. Zumindest müsste eine harmonisierte Regelung gelten.

Art. 18d – Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

¹ Die Höhe der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts (Art. 14a Abs. 4 StromVG) ergibt sich aus:

- a. der für das Tarifjahr durchschnittlichen Arbeitskomponente (Rp./kWh) des **jeweils angewendeten** Netznutzungstarifs **oder dem massgeblichen Tarif zum Zeitpunkt des Bezugs aus dem Netz, falls dieser bestimmt werden kann.**

Begründung

Die Rückerstattung nach dem Durchschnittspreis ist insbesondere bei Kunden mit Batterien und einem dynamischen Tarif problematisch und kann zu Missbräuchen führen.

Art. 19 – Effizienzvergleiche, Überprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife oder einzelner Kostenkomponenten

¹ Zur Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte ~~sowie der Elektrizitätstarife oder einzelner Kostenkomponenten eines effizienten Netzes~~, einer effizienten Energielieferung an Endverbraucher in der Grundversorgung oder eines effizienten Messwesens in der Grundversorgung ~~kann die EICom die Kosten vergleichbarer Netzbetreiber heranziehen. Sie arbeitet bei möglichen statistisch-ökonomischen Effizienzvergleichen der gesamten Netzkosten mit den betroffenen Kreisen zusammen.~~ **führt die EICom eindimensionale Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern durch. Dabei arbeitet sie mit den betroffenen Kreisen zusammen. Sie berücksichtigt von den Unternehmen nicht beeinflussbare Unterschiede in den strukturellen Verhältnissen sowie die Qualität der Versorgung. Bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten berücksichtigt sie zusätzlich den Amortisierungsgrad. Sie bezieht internationale Vergleichswerte in die Überprüfung ein.**

² ~~Der Vergleich hat nach sachgerechten Kriterien zu erfolgen. Dabei sind die wesentlichen Kostentreiber zu berücksichtigen, wie von den Unternehmen nicht beeinflussbare Unterschiede in den strukturellen Verhältnissen, die Qualität der Versorgung oder den Amortisierungsgrad bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten.~~

³ ~~Die EICom berücksichtigt die Ergebnisse, die sich aus den Qualitäts- und Effizienzvergleichen nach Artikel 22a StromVG ergeben.~~

^{3bis (neu)} **Die EICom stellt den Netzbetreibern die Vergleiche und die dazugehörigen Daten vor Veröffentlichung zur Konsultation zur Verfügung.**

⁴ ~~Die EICom verfügt, dass Kosten, welche sich aufgrund des Vergleichs als überhöht erweisen, innerhalb eines Tarifjahres durch Senkung der Netznutzungs-, Elektrizitäts- bzw. Messtarife kompensiert werden.~~

Begründung

Abs. 1: Der Gesetzgeber hat keine Einführung von statistisch-ökonomischen Effizienzvergleichen («quasi-Anreizregulierung») umgesetzt. Entsprechend sind diese Methoden auch in der Verordnung nicht zulässig. Die Sunshine-Regulierung veröffentlicht die Kennzahlenvergleiche der EICom. Daher ist Abs. 1 nur um die Ausweitung der Sunshine-Regulierung auf die Grundversorgung und das Messwesen zu ergänzen und ansonsten die aktuelle Regelung beizubehalten. Elektrizitätstarife umfassen die Tarife der Netznutzung, der Grundversorgung und des Messwesens. Daher ist diese Begrifflichkeit obsolet. Es ist festzuhalten, dass mit «Effizienzvergleich» der Vergleich von eindimensionalen Kennzahlen im Sinne der aktuellen Praxis (Sunshine-Regulierung) gemeint ist, daher neu der Begriff «eindimensional».

Abs. 2 ist aufgrund der Ergänzungen und Überlegungen zu Abs. 1 obsolet.

Abs. 3 ist trivial und ergibt sich bereits durch die Vorgaben von Art. 22a StromVG.

Abs. 3bis: Die Netzbetreiber sollten vor Veröffentlichung der Vergleiche genügend Zeit erhalten, um diese nachzurechnen und zu plausibilisieren. Dadurch können mögliche Fehler und Möglichkeiten der Fehlinterpretation vermieden werden. Dies dient auch der Vermeidung von juristischen Auseinandersetzungen.

Abs. 4: Gemäss der neuen Bestimmung soll es der EICom möglich sein, unterjährig eine Absenkung der Tarife zu verfügen. Die neue Bestimmung ist mit den aktuellen Regulierungsregime mit einer Anpassung der Tarife mittels Abbaus von Deckungsdifferenzen über drei Jahre nicht vereinbar und benötigt eine gesetzliche Grundlage. Beibehaltung des aktuellen Wortlauts mit den Ergänzungen zum Messwesen und der unter Abs. 1 erläuterten Korrektur zu «Elektrizitätstarifen».

Art. 19d – Inanspruchnahme von garantierten Flexibilitätsnutzungen

¹ Die garantierte Nutzung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber im Sinne von Artikel 17c Absatz 4 **Bst. b** StromVG wird nicht vergütet.

⁶ Die Nutzung von Flexibilität wird für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz garantiert. Der Umfang dieser Garantie ist auf **Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von bis zu 1 MW beschränkt. Bei diesen ist der Höchstanteil der Flexibilität auf 3 Prozent** der durch die Anlage jährlich produzierten Energie **oder auf 30 Prozent der normierten Gleichstrom-Spitzenleistung der Vorderseite des Solarstromgenerators beschränkt. Der Anlagenbesitzer kann festlegen, wie er die Abriegelung von 30 Prozent am Anschlusspunkt sicherstellen wird.** ~~Die Netzbetreiber legen in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien Regeln für die technische Umsetzung des Einspeisemanagements fest. Dabei arbeiten sie mit den betroffenen Kreisen zusammen.~~

Zu ergänzen: Der Verteilnetzbetreiber muss Massnahmen ergreifen und Zugang zu Flexibilität durch Vertrag oder dynamische Netzpreise erschliessen, um die garantierte Flexibilität so wenig wie möglich zu nutzen, resp. deren Nutzung stetig zu reduzieren.

Begründung

Abs. 1: Anlagen von Technologien, die einen Beitrag an die Netzstabilität leisten, sollen nicht ohne Zustimmung der Produzenten und ohne Entschädigung abgeregelt werden können. Sinnvoller wäre, dass erneuerbare Technologien, die netzdienliche Flexibilitätsleistungen für einen sicheren Netzbetrieb erbringen können und deren Flexibilität vom Verteilnetzbetreiber verwendet wird, entschädigt werden. Art. 19d Abs. 1 hätte in der jetzigen Form wirtschaftlich negative Konsequenzen für Produzenten, die Verträge mit unabhängigen Flexibilitätsvermarktern eingegangen sind und sich verpflichtet haben, die Flexibilitätsleistung dem unabhängigen Vermarkter zur Verfügung zu stellen. Der örtliche Netzbetreiber könnte die Flexibilitätsnutzung des unabhängigen Flexibilitätsvermarkters übersteuern. Das stellt eine Benachteiligung der unabhängigen Flexibilitätsvermarkter sowie der vertraglich verbundenen Produzenten dar. Es besteht eine grosse Gefahr, dass dieses Regelinstrument ungerechtfertigt vom Netzbetreiber angewendet wird.

Abs. 6: Die hier vorgeschlagene Regelung ist zurzeit nicht für alle Verteilnetzbetreiber umsetzbar, da sie die hypothetische Maximalproduktion einer Anlage nicht ermitteln können. Eine vereinfachte Regelung soll deshalb explizit auch zugelassen werden. Damit wird explizit festgehalten, dass mehrere technische Umsetzungen zulässig sind. Einerseits eine fixe Beschränkung der zulässigen eingespeisten Leistung, andererseits auch eine P(U)-Regelung, die im Wechselrichter parametrisiert wird und keine Steuergeräte braucht. Der Gebäudebesitzer muss ein Wahlrecht haben, wie er diese Anforderung am Abschlusspunkt sicherstellt. Er kann dies zum Beispiel mit einer auf diesen Wert begrenzten Anschlussleistung, einer fixen Begrenzung am Wechselrichter oder mit SmartGridReady-Energiemanagement-Lösungen sicherstellen.

Zu ergänzen: Durch das Recht der garantierten Flexibilität hat der VNB noch kaum Anreiz, Gefährdungen des sicheren Netzbetriebs proaktiv zu vermeiden. Der VNB sollte ein Interesse oder Anreiz haben, Flexibilität durch Vertrag oder dynamische Tarifmodelle zu erschliessen.

Art. 19e – Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

¹ Eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft kann gebildet werden, wenn die Leistung der Erzeugungsanlagen, die in die Gemeinschaft eingebracht werden, mindestens 20 5 Prozent der Anschlussleistung aller an ihr teilnehmenden Endverbraucher beträgt.

Begründung

Die Eintrittshürde für eine LEG mit mindestens «20% der Anschlussleistung» ist zu hoch und verhindert die Gründung einer LEG. Der grösste Anteil der Produktion muss ins Netz zurückgespeisen werden. Ein lokaler LEG Verbrauch wird verhindert und es besteht kein Anreiz, in grössere Anlagen zu investieren. Diese Effekte können grösstenteils korrigiert werden, wenn der Anteil der Anschlussleistung bei 5% bis maximal 8% liegt.

Der Wert hat Einfluss auf den Zubau durch Bürgerbeteiligungen und smarte LEGs. Je tiefer der Wert (5%), desto mehr Leute können über Bürgerbeteiligungsmodelle mittels LEG erreicht werden. Solche Bürgerbeteiligungsmodelle, initiiert durch Private, Gemeinden, Genossenschaften, etc. sind ein wichtiger Treiber mit einem Netzwerkeffekt für den Zubau von Photovoltaik. Bei höherem Wert (8%) hat die LEG einen höheren Anreiz, eine «smarte LEG» mit optimiertem LEG Verbrauch und lokalem Energiekonsum zu betreiben, was zu netzdienlichem Verhalten führt. Für eine praktikable Umsetzung müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

Anschlussleistung in Mehrparteiengebäuden vereinfacht berechnen: Die Summe der Wohnungssicherungen liegt um einen Faktor 2-3 höher als die Sicherung am Hausanschlusskasten. Daher ist es zwingend, dass zur Bestimmung der relevanten Anschlussleistung der HAK massgebend ist. Die Anschlussleistung einer einzelnen Wohnung muss durch «Anschlussleistung HAK» / Anzahl Wohnungen berechnet werden.

Flexibilität bei der Umsetzung mit Übergangsfristen: Eine LEG ist dynamisch. Teilnehmende können jederzeit ein- und austreten oder Anlagen neu integriert werden. Beim Wechsel von Teilnehmenden oder Neuintegration von Anlagen kann es vorkommen, dass Grenzwerte der Anschlussleistung kurzfristig nicht eingehalten werden können. Mit einer Übergangsfrist von 6 Monaten soll diese Unsicherheit entschärft werden.

Nachträgliche Anschlussverstärkungen im Quartier ausschliessen: Nachträgliche Anschlussverstärkungen im Quartier (zum Beispiel durch neue Elektroladestationen) können das Verhältnis der Anschlussleistung stark verändern, ohne dass eine LEG informiert und involviert ist. Um die Investitionssicherheit zu gewährleisten, dürfen nachträgliche Anschlussverstärkungen nicht zu einer Auflösung der LEG führen.

Art. 19g – Verhältnis zum Verteilnetzbetreiber

¹ Die Vertreterin oder der Vertreter der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft muss dem Netzbetreiber Folgendes mitteilen:

- a. die Bildung und Auflösung der Gemeinschaft, jeweils drei Monate im Voraus **auf Ende Monat**;
- b. die Teilnehmer der Gemeinschaft und, jeweils einen Monat im Voraus, Änderungen in der Zusammensetzung des Teilnehmerkreises;
- c. wer die Gemeinschaft gegen aussen vertritt;
- d. technischen Daten der Erzeugungsanlagen, insbesondere die Art der Anlage und ihre elektrische Leistung;
- e. eine Unterschreitung des Werts nach Artikel 19e Absatz 1.
- f. (neu) Die Willensbekundung der Teilnehmer der LEG über den Beitritt resp. Austritt aus der LEG.**

² Die Verteilnetzbetreiber sind zur Mitwirkung verpflichtet. Insbesondere müssen sie den **Verantwortlichen einer zu bildenden lokalen Elektrizitätsgemeinschaft**, ~~an der Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft interessierten Personen~~, soweit dies für die Planung der Gemeinschaft relevant ist:

- a. spätestens innerhalb von ~~44 Tagen~~ **15 Arbeitstagen** ab einer entsprechenden Anfrage die *Netztopologie* offenlegen;
- b. die Anschlusssituation der Endverbraucher, Erzeugungsanlagen und Speicher bekanntgeben.

Begründung

Abs. 1, Bst. a: Die Bildung der Gemeinschaft soll auf den Beginn des Monats fallen, die Auflösung auf das Ende eines Monats.

Abs.1, Bst. f (neu): Damit soll sichergestellt werden, dass die Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft teilnehmen, ihre Teilnahme oder ihren Austritt gegenüber der Vertreterin oder dem Vertreter der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft und damit auch den Netzbetreibenden verbindlich mitteilen. Der neue Bst. f darf allerdings nicht dazu führen, dass die Netzbetreiber von allen Teilnehmenden Unterschriften verlangen. LEGs müssen digital abgewickelt werden, d.h. das Onboarding muss über digitale Plattformen möglich sein.

Abs. 2, erster Satz: Der Begriff „interessierte Personen“ ist zu allgemein und muss genauer definiert werden. Eine maximalistische Auslegung könnte dazu führen, dass Informationen über Anschlüsse und Netzwerktopologie einer breiten Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden müssen, was zu Problemen bzgl. Effizienz und Datenschutz führen könnte. Wir beantragen eine Formulierung, die diesen Bedenken gerecht wird und gleichzeitig die Bildung von LEGs nicht erschwert.

Abs. 2, Bst. a: Generell legen wir die Festlegung von Fristen in Arbeitstagen nahe, da dies regelmässig zu Verwirrung führt (Feiertage etc.). In der Verordnung oder zumindest in den Erläuterungen muss zudem festgehalten werden, welche Standards (und automatisierte Planauskünfte) für eine aussagekräftige Darlegung der Netztopologie einzuhalten sind. Dies gilt sowohl für LEG als auch für virtuelle ZEV. Die bisherigen Erfahrungen mit Planauskünften seitens der VNB sind unbefriedigend. Es fehlt ein übergreifender Standard inkl. Planlegenden, etc., der auch die Anforderungen des Datenschutzes berücksichtigt. Ohne einen übergreifenden Standard (und automatisierte Planauskunft) ist die Frist von 14 Tagen (resp. 15 Arbeitstagen) aus Sicht der Verteilnetzbetreiber nicht haltbar. Aus Sicht der Bauherrschaft ist eine verbindliche Frist allerdings notwendig, um einen Investitionsentscheid tätigen zu können.

Art. 19h – Reduktion des Netznutzungstarifs

¹ Der Abschlag auf dem Netznutzungstarif, den die Teilnehmer der Gemeinschaft für den Bezug von selbst erzeugter Elektrizität beanspruchen können (Art. 17e Abs. 3 StromVG), beträgt ~~30~~ **55** Prozent ihres Standardtarifs **auf Netzebene 7 und 40 Prozent auf Netzebene 5** (Art. 18 Abs. 3 StromVV).

³ Kann die selbst erzeugte Elektrizität aus netztopologischen Gründen und aufgrund der Anschlussituation der verschiedenen Teilnehmer nicht ohne Transformation der Spannung von jeder Erzeugungsanlage zu einem beliebigen Endverbraucher der Gemeinschaft gelangen, verringert sich der Abschlag für alle Endverbraucher der Gemeinschaft auf ~~45~~ **40** Prozent.

Begründung

Der Abschlag des Netznutzungstarifes bietet ungenügende Anreize, um eine LEG mit Netzwerkeffekten und smarte LEGs zu gründen. Der Anreiz muss deutlich grösser sein, um das Potential der vorhandenen Flexibilität zu erschliessen. Nur so werden systemdienliche LEGs entstehen. Der politischen Debatte war eindeutig der Wille zu entnehmen, dass auf einer Netzebene 60% angebracht sind. Denn zukünftige Arbeitspreise werden von 70% auf 50% der Kosten sinken, was bedeutet, dass auch der Anteil der reduzierbaren Netzkosten und somit der Anreiz für eine LEG weiter sinken wird. Bei tiefem Netzabschlag werden zudem vermehrt Abrechnungs-LEGs statt smarte LEGs realisiert. Smarte LEG haben etwas höhere Systemkosten, optimieren aber das System und können somit auch netzdienlich betrieben werden.

Art. 31n – Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...

^{3bis} (neu) **Die Vorgaben nach Art. 7 Abs. 3 Bst. f und h, Art. 7a, Art. 7b, Art. 8-8i, Art. 13-13f, Art. 15 Abs. 2 Bst. b und 3, Art. 16 Abs. 1 und 1bis, Art. 17 Abs. 2, Art. 18-18g, Art. 19c & e-19h sind erstmals für das Tarifjahr anwendbar, das auf das Inkrafttreten der Änderung des Stromversorgungsgesetzes vom 29. September 2023 folgt. Ist der Erlass einer Richtlinie vorgesehen, dann findet der Artikel erst mit Veröffentlichung der Richtlinie Anwendung. Die Frist zur Erstellung der Richtlinie in Art. 27 ist dabei zu beachten.**

Begründung

Während für die Umsetzung der neuen Vorgaben zur Grundversorgung Übergangsfristen vorgesehen wurden, fehlen diese für die Umsetzung der Änderungen im Netzbereich gänzlich. Das Paket mit den geplanten Änderungen ist sehr umfangreich. Es muss eine Vielzahl von Änderungen umgesetzt werden, so z. B. lokale Elektrizitätsgemeinschaften, neue Netznutzungstarife, Messtarife oder die Rückerstattung von Netznutzungsentgelten bei Speichern. Vorausgesetzt, dass das Stimmvolk am 9. Juni 2024 die Gesetzesvorlage annimmt und der Bundesrat das revidierte Gesetz auf 2025 in Kraft setzt, müssten theoretisch alle Änderungen im Netzbereich auf das nächste Tarifjahr 2025 umgesetzt werden. Das ist jedoch aus folgenden Gründen nicht möglich: Die Vernehmlassung zu den Verordnungen dauert bis zum 28.05.2024. Die finalen Verordnungen und damit die verbindlichen gesetzlichen Grundlagen werden voraussichtlich im 4. Quartal 2024 vorliegen. Für die Umsetzung auf Anfang 2025 bleibt somit keine Zeit. Die nationale Netzgesellschaft muss ihre Tarife bis zum 31. März 2024 für das Tarifjahr 2025 festlegen und veröffentlichen. Die Tarife für das Übertragungsnetz für 2025 wurden von der BKW bereits am 20. März 2024 auf Basis der bestehenden Gesetzgebung (z. B. bzgl. Kostenwälzung) veröffentlicht, also lange bevor die vorliegenden Änderungen in Kraft treten

würden. Hierauf berechnen die Verteilnetzbetreiber ihre Tarife 2025 und teilen sie gemäss Kaskade für ihre Nachlieger mit, welche dann wiederum diese Kosten verwenden, um ihre Tarife zu ermitteln. Die Verteilnetzbetreiber müssen bis zum 31.08.2024 ihre Netznutzungstarife für das Jahr 2025 veröffentlichen. Bis dahin werden noch keine neuen rechtlichen Vorgaben vorliegen. Für die komplexen, systemtechnischen Implementierungen der neuen Bestimmungen benötigen Netzbetreiber Zeit. Ad-hoc-Umsetzungen sind nicht möglich. Für die Umsetzung der Flexibilitätsregelungen und der LEG sind neue AGB/Verträge nötig mit entsprechenden Bewilligungsprozessen, Tools, Berechnung und Verrechnung. Auch für das Erarbeiten und Festlegen von zahlreichen neuen Richtlinien müssen Netzbetreibern genügend Fristen eingeräumt werden. Hierüber kann eine einheitliche Umsetzung gewährleistet werden. Wie aufgezeigt, müssen daher für das Umsetzen der neuen Bestimmungen Übergangsfristen vorgesehen werden.

Winterreserveverordnung (WResV)

Art. 2 – Eckwerte

¹ Die Elektrizitätskommission (EiCom) legt jährlich die Eckwerte und weitere Aspekte der Wasserkraftreserve fest und veröffentlicht sie **spätestens bis Ende August**.

1bis (neu) Die EiCom legt die Vorhaltemenge, Zeitraum der Vorhaltung und die Pauschalabgeltung je Kraftwerk in einer Verfügung fest. Die Pauschalabgeltung ersetzt die aufgrund der Wasserkraftreserve entgangenen Erträge des jeweiligen Kraftwerks.

³ Zu den Eckwerten und weiteren Aspekten gehören insbesondere:

a. die Vorhaltemenge für die ganze Wasserkraftreserve; sie ist als prozentualer Anteil an der gesamten **verfügbaren** Energiemenge aller Schweizer Speicherwasserkraftwerke ab einer Speicherkapazität von 10 GWh **ohne Berücksichtigung von unterliegenden Kraftwerken** festzulegen;

e. der Umgang mit Partnerwerken **und Grenzkraftwerken**;

h. (neu) die Kostenentschädigungen für Verschiebungen von Revisionen.

~~⁴ Die EiCom kann bei der Festlegung der Eckwerte und der weiteren Aspekte die nationale Netzgesellschaft (Netzgesellschaft) beziehen.~~

Begründung

Abs. 1: Dies ist für die Planbarkeit der Betreiber der Wasserkraftwerke entscheidend. Bisher wurden die Auktionen der Wasserkraftreserve gemäss Art. 3 Abs. 3 WResV ebenfalls vor Beginn des hydrologischen Jahres durchgeführt. Die frühzeitige Festsetzung ist darüber hinaus von Wichtigkeit, um die Vereinbarungen zwischen Swissgrid und den Betreibern zeitgerecht erstellen zu können.

Abs. 1bis (neu) Aufgrund der Eigentumsgarantie und des Eingriffs in das wohlerworbene Recht der Kraftwerksbetreiber durch die obligatorische Teilnahme an der Wasserkraftreserve muss es für jede Vorhaltemenge eine kraftwerksspezifische Verfügung geben, welche die Pauschalabgeltung und die spezifisch vorzuhaltende Menge verfügt. Die Verfügung muss insbesondere darlegen, dass die Vorhaltemenge verhältnismässig ist (sprich, die Vorhaltung muss insbesondere aufgrund des öffentlichen Interesses tatsächlich erforderlich sein und es darf keine mildereren eigentumsbeschränkenden Massnahmen geben). Die pauschale Festlegung von Eckwerten kann eine solche Verfügung nicht ersetzen. Art. 8a Abs. 7 lit. c StromVG legt nicht fest, dass die kraftwerksspezifischen Besonderheiten nicht zu berücksichtigen sind. Wie ausgeführt erwähnt selbst Art. 8a Abs. 7 lit. c StromVG den «Wert der Flexibilität» als Berücksichtigungskriterium. Unseres Erachtens muss der Bund aufgrund der Enteignung des wohlerworbenen Rechts der Kraftwerksbetreiber die volle Entschädigung an die Wasserkraftbetreiber leisten, auch wenn im StromVG das Wort «moderate Pauschalabgeltung» verwendet wird. Dies ergibt sich aus der verfassungsmässigen Eigentumsgarantie (Art. 26 Abs. 2 BV): Die Wasserkraftbetreiber müssen in der gleichen ökonomischen Situation sein, wie vor der Enteignung. Die Entschädigung bemisst sich entweder nach objektiven Kriterien (d.h. nach dem Wert, den das enteignete Recht aufgrund der bisherigen Nutzung oder einer möglichen besseren Verwendung für einen beliebigen Käufer aufweist [Verkehrswert, Verkaufswert] oder nach

subjektiven Gesichtspunkten [z.B. nach dem Schaden, der entsteht, weil der gegenwärtige oder geplante Gebrauch verunmöglicht oder beschränkt wird]). Deshalb lässt sich eine reduzierte Entschädigung und das Ausblenden entgangener Erlöse nicht rechtfertigen. Die Entschädigung ist aus diesem Grund auch spezifisch für jedes Wasserkraftwerk zu berechnen und zu leisten. Ein durch EICom jährlich festgelegter Ansatz, welcher für alle Wasserkraftwerke gelten soll, widerspricht dem Gesagten und der Eigentumsgarantie (Art. 26 BV).

Abs. 3, Bst. a: Das Wasser innerhalb eines Speichers dient in der Regel mehreren Kraftwerken in einer Kaskade. Die Systemgrenze der 10 GWh ist deshalb eindeutig zu definieren. Das BFE hat eine Liste mit den Speicherseen zur Verfügung zu stellen. Diese ist vorgängig mit den Betreibern zu diskutieren.

Abs. 4: Kann ganz gestrichen werden, ist in heute bestehendem Art. 2 Abs. 3 Bst. c geregelt, dass EICom in den Eckwerten Vorgaben machen kann.

Art. 3 – Ausschreibung

² Massgebend sind die Verhältnisse ~~am 1. Oktober~~ **Ende August**.

³ Die Reserveteilnehmer müssen bei ihren Speicherwasserkraftwerken einen Anteil vorhalten, der demjenigen an der gesamten Vorhaltemenge gemäss den Eckwerten der EICom entspricht. ~~Die EICom kann die gesamte Vorhaltemenge und damit proportional den Anteil aller Reserveteilnehmer nötigenfalls nachträglich anpassen.~~

⁴ ~~Die EICom kann die Reserveteilnehmer ausnahmsweise zusätzlich zur Leistungsvorhaltung verpflichten, wenn die Aufrechterhaltung der Stromversorgung dies zwingend erfordert.~~

Begründung

Abs. 3: Bei der Wasserkraftreserve handelt es sich um einen Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit und Eigentumsgarantie der Betreiber. Vor diesem Hintergrund sollten der Entscheidungskompetenz der EICom mindestens in der Verordnung gewisse Grenzen gesetzt oder mindestens qualitative Anforderungen vorgegeben werden. Beispielsweise sollte die Vorhaltemenge nur so hoch angesetzt werden, wie es die Versorgungslage zwingend und nachweislich verlangt. Die nachträgliche Verpflichtung sowie die Leistungsvorhaltung schränken die Möglichkeiten der Stromversorgung massiv ein und sind zu streichen. Eine nachträgliche Erhöhung ist per Gesetz nicht explizit vorgesehen. Statt auf eine nachträgliche Erhöhung der Vorhaltemenge ist im Bedarfsfall auf eine Aufstockung der Reserve über Art. 19 Abs. 3 abzustellen. Ausreichend Leistung kann durch gewisse Bedingungen bei der Aufteilung auf verschiedene Seen sichergestellt werden (aktuell ist gewisses Verhältnis Leistung/Energiemenge einzuhalten). Wird an der Bestimmung festgehalten, dann sollen nachträgliche Verpflichtungen höchstens in einem definierten Notfall durchgeführt werden. Solche Notfallsituationen sollen in der Verordnung definiert und ein klarer Prozess zum Ablauf der Verpflichtung formuliert werden.

Abs. 4 Kann ganz gestrichen werden, ist in heute bestehendem Art. 2 Abs. 3 Bst. c geregelt, dass EICom in den Eckwerten Vorgaben machen kann.

Art. 4 – Verteilung auf verschiedene Seen und Abtausch von Vorhaltemengen

³ Die geplanten Verteilungen und Abtausche sind der EICom ~~zur Bewilligung vorzulegen zu~~ **melden**. Die EICom kann Nachweise über die Abtauschabreden verlangen. **Abtausche sind grundsätzlich auch während der Vorhaltdauer möglich.**

Begründung

Es ist zu begrüßen, dass die Reserveteilnehmer die Vorhaltemenge auf geeignete Anlagen verteilen können. Bemerkung: Der Erläuterungsbericht, S. 5, erwähnt, dass «mit den Freiheiten, die das Gesetz gibt, nicht gemeint ist, dass jederzeit und während laufender Vorhalteperiode beliebig umdisponiert werden kann.» Ein Abtausch von Vorhaltemengen ist für eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung von grosser Bedeutung und soll deshalb auch während der Vorhaltdauer möglich sein. So können sich zum Beispiel auch während der Vorhaltdauer die Rahmenbedingungen (z.B. Zuflüsse) ändern, die Einfluss auf die Kosten- und Erlösstrukturen der Wasserkraftwerke haben. Es gibt einen gewissen Widerspruch zwischen dem Verordnungstext und dem Erläuterungsbericht.

Art. 5 – Vereinbarung über die Teilnahme an der Wasserkraftreserve

⁴ Die EICom bestimmt die Vergütung für eine Leistungsvorhaltung situationsbezogen. Sie trägt dabei der konkreten Ausnahmesituation Rechnung; ~~grundsätzlich bezweckt die Vergütung nicht, entgangene Erträge zu ersetzen.~~

Begründung

Der Teilsatz ist unverständlich und macht inhaltlich wenig Sinn. Der Zweck der Vergütung ist gerade die entgangenen Erträge zu ersetzen. Die Kraftwerksbetreiber haben in Kraftwerke investiert. Diese müssen sie mit den Erträgen amortisieren. Die Vergütungen zielen darauf ab, die durch den Eingriff entstehenden Kosten respektive entgangenen Erträge zu kompensieren.

Art. 5a – Pauschalabgeltung und Vergütung von Leistungsvorhaltung

³ Als Datengrundlage für den Basiswert verwendet sie die publizierten Abrechnungspreise der ~~Base~~ **Peak**-Quartalsverträge am Terminmarkt Schweiz im Zeitraum von ~~90~~ **30** Kalendertagen vor ~~Beginn des Zeitraums für die Vorhaltung~~ **Publikation der Eckwerte**. Sind für das Berechnungs-jahr nicht ausreichend Abrechnungspreise publiziert, so wendet die EICom eine geeignete alternative Methodik an. Dafür kann sie insbesondere historische Preisinformationen oder Daten der Terminmärkte der Nachbarländer heranziehen.

Begründung

Liegt der Referenzzeitraum vor der Publikation der Eckwerte, weiss die EICom zum Zeitpunkt ihrer Entscheidung bereits, wie hoch die Kosten für die Vorhaltung sein werden. Der BASE-Preis ist keine massgebliche Grösse für flexible Speicherbetreiber, daher sollten PEAK-Preise herangezogen werden. Diese reflektieren den «Wert der Flexibilität» besser als der BASE-Preis.

Art. 5b – Verwaltungssanktion und Gewinnerstattung

¹ Ein Reserveteilnehmer, der die Energie- oder die Leistungsvorhaltung nicht oder nicht vollständig vornimmt, wird von der EICom mit einer Verwaltungssanktion belegt, die je nach Schwere des Verstosses ~~zwischen mindestens dem Doppelten und höchstens dem Fünffachen~~ **das Doppelte** der Pauschalabgeltung **beträgt**.

⁵ ~~Vorbehalten bleibt eine Schadenersatzpflicht der Reserveteilnehmer, insb. wenn wegen ihres pflichtwidrigen Verhaltens die Stromversorgung gestört wird.~~

Begründung

Abs. 1: Die Sanktion in der Höhe des Fünffachen ist – auch im Hinblick auf die aktuellen Sanktionsnormen aus Art. 29 StromVG – unverhältnismässig. Im Jahr 2022 hätte die Sanktion mit der vorgeschlagenen Methodik bis zu 1.5 Mrd. Franken betragen können. Auch ein Mindeststrafrahmen in Höhe des Doppelten kann bei kleineren Verstössen nicht angemessen in Bezug auf die konkreten Schuldvorwurf sein.

Abs. 5: Dieser Absatz liefert keinen Mehrwert, schafft aber zusätzliche Unklarheiten.

Art. 20 – Abrufentschädigung

² Bei der Wasserkraftreserve ~~berechnet die Netzgesellschaft~~ ~~berechnet die Netzgesellschaft die Entschädigung nach den Vorgaben der EICom~~ **entspricht die Entschädigung dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs nach den Vorgaben der EICom** (Art. 2 Abs. 3 Bst. d).

Begründung

Je höher die Entschädigung für den Abruf liegt, umso geringer wird die Entschädigung für die Vorhaltung sein. Daher sollte die Entschädigung beim Abruf dem zum Zeitpunkt des Abrufs geltenden Marktpreis entsprechen und nicht administrativ tiefer angesetzt werden. So werden die jährlichen Vorhaltekosten, welche notabene auch in Jahren ohne Reserveabruf anfallen, minimiert und die Netznutzer entlastet. Zudem liefert der Marktpreis als Abrufentschädigung geringstmögliche Marktverzerrungen und lässt keine Arbitrage zu. Für die Wasserkraftreserve 2022/2023 und 2023/2024 hat die EICom die Abrufentschädigung gemäss ihren Kompetenzen von Art. 2 Abs. 3 Bst. d administrativ tiefer festgesetzt. Dies soll gemäss EICom Fehlanreize vermeiden eine Mangellage auszulösen, um als Reserveteilnehmer eine möglichst hohe Abrufentschädigung zu erhalten. Allerdings ist bereits heute unter REMIT und zukünftig auch unter BATE die absichtliche Zurückhaltung von Kapazitäten zur Preisbeeinflussung verboten. Demnach ist dieser Vorbehalt der EICom unbegründet. Im bisherigen Modell der Auktionen konnte diese Festlegung der niedrigeren Abrufentschädigung als der Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs im Auktionsgebot berücksichtigt werden. Im neuen System der Verpflichtung und der administrativ festgelegten Pauschalabgeltung für die Vorhalteentschädigung kann dies allerdings nicht mehr durch die Reserveteilnehmer erfolgen. Deswegen soll die Abrufentschädigung nun dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufes entsprechen. Für die besonderen Fälle des Abrufs gemäss Art. 19 WResV wie z. B. bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebes oder internationaler Solidaritätsvereinbarungen ist dies der «normale» Preis des Day-Ahead-Marktes, wobei zum Zeitpunkt der fehlenden Markträumung gemäss Art. 18 WResV die Abrufentschädigung dann dem Maximum des Day-Ahead-Marktes entspricht. Ohne eine Änderung des Abrufentschädigung wären dann die entsprechenden entgangenen Erlöse in der moderaten Pauschalabgeltung gemäss dem Eventualiter Art. 5a Abs. 2 Bst. d WResV zu entschädigen.

Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe (VHBT)

Art. 3 – Pflichten der Eigentümer von Herkunftsnachweisen

¹ Wer Brenn- oder Treibstoffe verkauft, muss die zugehörigen Herkunftsnachweise auf das Konto der Abnehmer **des physischen Energieproduktes oder der Käufer der Herkunftsnachweise** übertragen, sofern die Herkunftsnachweise nicht entwertet werden müssen.

³ Wer Herkunftsnachweise entwertet, muss Folgendes erfassen:

- a. bei Brenn- und Treibstoffen nach Artikel 4c Absatz 1 Buchstabe a EnV: ~~den Gebäudeidentifikator nach Artikel 8 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung über das eidgenössische Gebäude- und Wohnungsregister vom 9. Juni 2017³ des belieferten Endverbrauchers~~ und die belieferte Endverbrauchergruppe;
- b. bei Brenn- und Treibstoffen nach Artikel 4c Absatz 1 Buchstabe e EnV: einen Beleg für die physische Einlagerung.

Begründung

Abs. 1: Um juristische Sicherheit zu erlangen, dass die heutige Handelspraxis nicht verschärft, sondern gleichbleiben wird, beantragt Ökostrom Schweiz eine Präzisierung von Art. 3 VHBT. Die Formulierung soll explizit sicherstellen, dass die getrennte Vermarktung von Biogas-HKN und physisch eingespeistem Biogas auch in Zukunft möglich ist.

Abs. 3: Die Erfassung, Sammlung und Übermittlung dieser Daten für alle Bezüger von Biogasprodukten ist unrealistisch, unverhältnismässig und stellt möglicherweise eine Verletzung des Datenschutzgesetzes dar. In den meisten Fällen ist der Bezug von Biogas freiwillig, d.h. das Biogas wird nicht gekauft, um einer gesetzlichen Vorschrift zu entsprechen. In der Clearingstelle des VSG wird nach Endverbrauchergruppe unterschieden, beispielsweise nach Verwendung als Treibstoff, zu Heizzwecken oder zur Verstromung. In den Fällen, in denen aus gesetzlichen oder steuerlichen Gründen Schweizer Biogas eingesetzt werden muss, wird dies bereits heute gesondert erfasst:

- Abgabe ab Tankstelle: Meldung pro einzelne Tankstelle
- Heizgas für abgabebefreite Unternehmen (Gesamtmenge für Unternehmen mit EnAW-Zielvereinbarungen und CO₂-Abgabebefreiung)

Eine neue Anforderung stellt im Kanton Zürich seit September 2022 das Biogas mit Bezugsvereinbarung dar. Hier ist die Verwendung von mindestens 80% Schweizer Biogas für die Bewilligung einer neuen Gasheizung nach Zürcher Energiegesetz notwendig. Die Daten der einzelnen Bezüger werden jährlich mittels einer Liste mit der bewilligenden Stelle ausgetauscht. Kundinnen und Kunden, die eine Biogas-Bezugsvereinbarung unterzeichnen, willigen diesem Datenaustausch explizit ein. Gemäss den Erläuterungen zu Art. 3, Abs. 3a (S. 5) wird mit der neuen Vorgabe zur Erhebung des Gebäudeidentifikator einem Anliegen der Kantone Rechnung getragen. Bei diesem Anliegen geht es den Kantonen darum, überprüfen zu können, dass eine neu bewilligte Gasheizung mit mind. 80% in der Schweiz anerkanntem Biogas betrieben wird. Hierfür reicht die bestehende Praxis analog zum Kanton Zürich jedoch bestens aus – es ist nicht nötig alle mit Biogas belieferten Heizungskunden mit zugehörigem Gebäudeidentifikator monatlich zu melden. Wie bereits erwähnt, beziehen die meisten Kunden das Biogas freiwillig. Dabei handelt es sich in diesen freiwilligen Fällen hauptsächlich um ausländisches Biogas.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung dieser Stellungnahme bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes und stehen für Rückfragen jederzeit zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

P. Wismer-Felder

Priska Wismer-Felder
Co-Präsidentin

Ch. Schaer

Christoph Schaer
Co-Präsident

Stefan Batzli

Stefan Batzli
Geschäftsführer