

Bundesrat
Albert Rösti
UVEK
3003 Bern

Musterantwort Umweltallianz zur Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf Verordnungsstufe und weitere Änderungen der betroffenen Verordnungen

Der Verordnungsentwurf und der Erläuternde Bericht befindet sich [hier](#).

Stellungnahme sowohl als .docx wie als .pdf-Dokument **bis 28.5.24** einreichen an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Stellungnahme der/des *[Name der Organisation einsetzen]* zur Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien

Sehr geehrter Herr Rösti,

Wir bedanken uns für den Einbezug in die Vernehmlassung zur Umsetzung des Stromgesetzes und insbesondere auch, dass diese Verordnungen trotz hängiger Referendumsabstimmung bereits vorliegen.

Materiell haben wir viele Änderungsanträge, um die Verordnung wirksamer, die Energiewende mehrheitsfähiger und auch umweltfreundlicher zu machen. Ebenfalls haben wir Gesetzesartikel identifiziert, die offenbar (noch) nicht umgesetzt werden.

Wir bitten Sie, diese Änderungen zu berücksichtigen, da unsere Unterstützung für den Gesetzeskompromiss von dieser gesetzeskonformen Umsetzung abhängt.

Freundliche Grüsse,

Stellungnahme von **[Name der Organisation einsetzen]** zur Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf Verordnungsstufe und weitere Änderungen der betroffenen Verordnungen

1. Grundsätzliche Hinweise

Dieser zweite Schritt zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 ist wichtig. Aus Sicht der Umweltallianz^{LI} wird die Energiewende sicherer, günstiger und umweltverträglicher, wenn diese bis 2035 weitgehend abgeschlossen ist. Wir wollen bis dann auf fossile und nukleare Energieträger verzichten, weil das erneuerbare Energiesystem übernimmt.

Die Gesetzesvorlage hat viele Elemente, die dies begünstigen würden. Die Verordnungen müssen nun den öffentlichen und privaten Akteuren die Möglichkeiten und Lust geben, die Energiewende auch tatsächlich anzupacken und umzusetzen. Alle müssen sicher sein, dass sich an geeigneten Orten (v.a. Gebäude und weitere Infrastrukturen) gut geplante Anlagen amortisieren lassen. Dies würde mit der Umsetzung EnG Art 15 so nicht erreicht. Die Stromlieferanten müssen verstehen, dass die fehlenden Sanktionen beim Effizienzdienstleistungsmodell bedeuten, dass im Gegenzug eine hohe Umsetzungsdisziplin erwartet und diese transparent gemacht wird.

Aus Sicht der Biodiversität stellen wir fest, dass einzelne wichtige Aspekte, welche auch Teil der parlamentarischen Beratungen waren, in das Verordnungspaket einfließen. Besonders hervorheben möchten wir diesbezüglich folgende zentralen Aussagen im Erläuterungstext zur EnV:

-S.2: "Der absolute Ausschluss von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Biotopen sowie Wasser- und Zugvogelreservaten greift gemäss Artikel 12 Absatz 2bis Buchstabe c EnG dann nicht, wenn sich einzig die Restwasserstrecke einer Anlage im Schutzobjekt befindet. Die Bestimmung besagt, dass in solchen Fällen eine Interessenabwägung neu möglich sein soll. Aus den parlamentarischen Beratungen ergibt sich aber klar, dass die Schutzziele unvermindert weitergelten sollen und nicht ausgehöhlt werden dürfen (vgl. AB 2023 N 1501). Die bestehenden Biotope von nationaler Bedeutung bleiben entsprechend ihrer Schutzziele (Funktion, Qualität, Grösse, vielfältige Funktionen und Prozesse sowie schützenswerte Lebensräume) erhalten. Dazu braucht es in der Verordnung keine Ausführungsbestimmungen. Es ist zudem davon auszugehen, dass es nur wenige Standorte bzw. Anlagen geben wird, bei denen die Gesetzesbestimmung zum Tragen kommen wird."

-S. 2: "Der grundsätzliche Vorrang gegenüber anderen nationalen Interessen bedeutet nicht, dass die Anlage in jedem Fall bewilligt wird. Eine Einzelfallbetrachtung inkl. Interessenabwägung findet weiterhin statt."

Trotz diesen korrekten Teilen im Erläuterungstext, müssen wir feststellen, dass das Verordnungspaket betreffend Biodiversität ungenügend ist und stark verbessert werden muss. Verbindliche Zusagen, die insbesondere durch die Kommissionssprecher in der Ratsdebatte zuhanden der Materialien gemacht wurden, werden mit den vorliegenden Verordnungen nicht eingehalten. Hier ist eine Korrektur zwingend notwendig.

Wir werden nachfolgend meist in Form von Änderungsanträgen aufzeigen, wie die Verordnungen dem Geist und Buchstaben des Gesetzes noch besser aufnehmen können resp. müssen.

2. Fehlende Umsetzung

Durch die Aufteilung auf mehrere Verordnungen, ist es nicht ganz einfach zu verstehen, welche Gesetzesbestimmungen wo, wie und von wem umgesetzt werden. Uns sind dabei insbesondere folgende Gesetzesartikel aufgefallen, die in den Verordnungen nicht erwähnt werden, aus unserer Sicht aber unbedingt umgesetzt werden müssten:

EnG Art. 2 und 3 und Art. 55 Ausbauziele

In den Verordnungen gibt es keinerlei Erwähnung der im Gesetz festgelegten Ziele für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien für das Jahr 2035 bzw. 2050. Dabei gäbe es sowohl bei den Förderinstrumenten, als auch Tresoriedarlehen oder dem Standardstromprodukt Möglichkeiten, die Erreichung dieser ambitionierten Ziele zu beanreizen. Wir erwarten daher, dass entsprechende Vorschläge in der ersten Publikation der 5-Jahresziele im Herbst 2024 enthalten sind.

Es ist klar, dass die jährlichen Energiestatistiken und der Monitoringbericht als wichtiges Umsetzungsinstrument für diese beiden Artikel verwendet werden. Da eine Reihe neuer Förderinstrumente eingeführt wird, ist es jedoch wichtig, dass z.B. der Zubau auf Parkplätzen, Fassaden etc. ebenfalls erfasst wird.

Zudem ist es heute so, dass weder der gesamte Ertrag aus Solaranlagen noch der Stromverbrauch erfasst wird. So dürfte heute aufgrund des nicht gemessenen oder nicht gemeldeten Eigenverbrauchs sowohl der Solarertrag als auch der Stromverbrauch unterschätzt werden. Dies verhindert eine korrekte Evaluation der Politikinstrumente. Durch eine klare Verknüpfung der künftigen Datenplattform im StromVG und den Zielen im EnG muss die Verbindlichkeit erhöht werden.

EnG Art. 15 Abs. 1 Vergütung

Im bisherigen Art. 4 und 4a StromVV wurde die Möglichkeit höhere Abnahmevergütungen als jene gemäss Art. 12 Abs. 1 EnV zu gewähren explizit erwähnt. Dies sollte auch mit dem neuen Gesetz möglich sein, damit Verteilnetzbetreiber proaktiv Anreize für mehr oder grösser dimensionierte Solaranlagen schaffen können

Der vorliegende Verordnungsentwurf und die Erläuterungen unterlassen es zudem, die Bedingungen zu klären, zu denen eine andere als die in EnG Art. 15 Abs. 1 bis definierten Vergütung in Form der sogenannten «erweiterten Eigenproduktion» (Art. 4 Abs. 1 Bst. c bis StromVG) in der Grundversorgung abgesetzt werden kann. Dies muss aus unserer Sicht unbedingt noch definiert werden.

EnG Art. 13 Zuerkennung des nationalen Interesses in weiteren Fällen

Änderungsantrag: Zusätzlicher Artikel 9b in EnV

Bei der Zuerkennung eines nationalen Interesses müssen die Interessen gem. EnV Art. 7b angemessen berücksichtigt werden.

Begründung: Die Schwellenwerte für die erforderliche Anlagegrössen zur Erreichung des nationalen Interesses sind bereits sehr tief angesetzt. Art. 13 erlaubt es dem Bundesrat auch Anlagen, welche noch unter diesen tiefen Schwellenwerten liegen, ein nationales Interesse zuzuweisen, was sich auf die Interessensabwägung und Verfahren auswirkt. Es ist klar: Art. 13 ist eine absolute Ausnahmeregelung. Diese soll nur für Standorte zur Anwendung kommen, die unter Berücksichtigung der für die Eignungsgebiete geltenden Interessen gem. EnV Art. 7b äusserst unproblematisch sind. Dies

kommt folglich auch nur für Anlagen, deren negativen Auswirkungen auf die Biodiversität im Verhältnis zu ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit äusserst gering sind, in Frage. Dies wäre möglicherweise für Projektideen denkbar, die vor allem bestehende Infrastrukturen nutzen (Beispiel Nalps: leichte Anpassung der Anlagegrösse führt dazu, dass Schwellenwerte für nationales Interesse nicht mehr erreicht werden). Hingegen darf diese Ausnahmereglung für Standorte, die aus Sicht Biodiversität grundsätzlich problematisch sind, nicht zur Anwendung kommen, soll die Verordnung mit geltender Gesetzgebung kompatibel sein.

EnG Art. 36a Tresoreriedarlehen

Zukünftig kann die Eidgenössische Finanzverwaltung (EFV) dem Netzzuschlagsfonds Tresoreriedarlehen gewähren. Zwar wird in der Verordnung das Maximalvolumen, die Verzinsung und der Zeithorizont für die Rückzahlung der Darlehen beschrieben, nicht aber deren Verwendungszweck. Dies ist unverständlich, weil gleichzeitig bei den Auktionen für die gleitende Marktprämie für grosse Photovoltaikanlagen erwähnt wird, dass eine Warteliste eingeführt wird, wenn nicht alle Gesuche berücksichtigt werden können. Auch für Projektierungskosten soll je nach Bedarf und Technologie eine Warteliste geführt werden. Im Sinne der Zielerreichung müsste die Verordnung spezifizieren, unter welchen Umständen die Tresoreriedarlehen zum Einsatz kommen und ob es zwischen Technologien und Finanzierungsarten eine Priorisierung gibt. In der aktuellen Ausgestaltung ist völlig unklar, welchen Zweck die Tresoreriedarlehen überhaupt erfüllen sollen. Wir schlagen vor, dass Wartelisten erst gebildet werden, wenn auch die Tresoreriedarlehen vollständig verpflichtet sind. Dies betrifft sowohl den Zubau, die Effizienz wie auch die ökologische Sanierung der Wasserkraft. Die relevanten Artikel der EnFV sind entsprechend anzupassen (unten nicht einzeln als Anträge formuliert).

EnG Art. 44 Energieetiketten

Verständnis haben wir, dass die Angabe zum Gebrauch über den ganzen Lebenszyklus eines Produktes noch nicht umgesetzt wird. Teilweise z.B. bei den Personenwagen sind die Daten der EU dazu noch nicht verfügbar.

Fragwürdig finden wir hingegen, dass alle anderen mit Art 44 Abs 1 Bst a und d diskussionslos beschlossenen Zusatzinformationen auf den Energieetiketten nicht per 2025 ausgewiesen werden. Zumal die Energieetikette für Personenwagen per 1.1. 2025 ohnehin überarbeitet wird (bereits vernehmlassete Neueinteilung der Fahrzeuge in die Effizienzkatoren, die wir sehr unterstützen). Die Begründung des Bundesrates auf Seite 70 bzw. 71 der Botschaft zur Gesetzesänderung ist weiterhin aktuell. Besonders relevant ist die Gesetzesänderung bei den Angaben zu den finanzrelevanten Unterschieden von Personenwagen aufgrund der Energiekosten. Wir erinnern in diesem Zusammenhang an die Begründung des Bundesrats in der Botschaft. [\[2\]\[1\]](#)

Es ist bekannt, dass ein beträchtlicher Teil in der Grössenordnung von 20% der Autofahrenden denken, Elektroautos seien teuer, weil sie die Betriebskosten von Elektroautos (Energie- und Wartungskosten) überschätzen. Von Bedeutung ist diese Information v.a. in den nächsten 2 bis 5 Jahren in denen Elektroautos noch zu in der Regel höheren Anschaffungskosten führen. Eine späte Einführung bringt wenig Nutzen.

Die im Ergebnisbericht zur Vernehmlassung der Gesetzesänderung erwähnten Kritikpunkte zur Anpassung der Personenwagen-Energieetikette betreffen offensichtlich nicht diese Vergleichsangaben gemäss Art 44 Abs 1 Bst d sondern die das bei Fahrzeugen ohnehin noch nicht umsetzungsreife aber notwendige Thema Lebenszyklus.

Alle Angaben für die finanzrelevanten Minder- bzw. Mehrausgaben bei den Energiekosten pro Neuwagenmodell für z.B. 100'000km sind vorhanden (WLTP-Verbrauch in Liter oder kWh oder beides pro 100km * durchschnittlicher Energiepreis CHF / Liter oder kWh * 1000). Als Vergleichswert ist für

alle Modelle der gleiche, nach Verkaufszahlen gewichtete Durchschnittswert zu wählen. Ein je nach Fahrzeugkategorie unterschiedlicher Vergleichswert ist nicht nötig oder gar zwingend, ist doch auch für CO₂ der ausgewiesene Vergleichswert für PKWs aller Kategorien derselbe.

Für Plug-in-Hybride ist gemäss kürzlich veröffentlichten Messresultaten der EU eine Multiplikation mit dem Faktor 3.5 für den Treibstoffverbrauch und die CO₂-Emissionen (und damit indirekt für die Treibstoffkosten) angezeigt ([Bericht der EU](#) vom März 2024). Eine Verbesserung würde bei Plug-in-Fahrzeugen eine Darstellung analog der [deutsche Energieetikette](#) bringen. Dort werden mit einem zweiten Wert die Emissionen ausgewiesen, falls bei entladener Batterie im mit Verbrennungsmotor gefahren wird.

Die Rahmenbedingungen für die Elektromobilität sind momentan schlechter als bei der Ausarbeitung der Neuerung (Rückgang des Wachstums bei den Marktanteilgewinne, Entscheid beim neuen CO₂-Gesetz bzgl. Ladestationen-Infrastruktur und Nicht-Berücksichtigung der zunehmenden Elektroautofahrzeug-Marktanteile bei den Neuwagenflottenzielwerten 2026-2029). Zusätzlich zu Ungunsten der Gesamtenergieverbrauchsziele des Mantelerlasses und der klimapolitischen Ziele verschärfen wird sich die Ausgangslage, falls ab 2030 eine Ersatzabgabe für nicht mineralölsteuerpflichtige Fahrzeuge erhoben wird.

Bei den emissionsrelevanten Unterschieden von Personenwagen hat sich für den CO₂-Ausstoss der Flottenzielwert als Vergleichsangabe bewährt. Der auf der Energieetikette ausgewiesene Flottenzielwerte ist gemäss dem effektiven Verbrauch auf der Strasse zu korrigieren. Für den nun eingetroffene unerfreuliche Entwicklung, dass die realen CO₂-Emissionen sich zunehmend von den CO₂-Emissionen des Testverbrauchs entfernen (siehe auch [ICCT 2024](#)), sieht Art 10 Abs 5 des neuesten CO₂-Gesetzes eine entsprechende Korrektur vor. Per Inkraftsetzung des CO₂-Gesetzes (voraussichtlich ebenfalls 1.1. 2025) ist diese Anpassung an den Realverbrauch angebracht.

EnG Art. 45a Solarpflicht bei Gebäudefläche grösser 300 m²

Hier braucht es Ausführungsbestimmen, welche die anrechenbare Gebäudefläche sowie die Mindestgrösse der Anlage definieren. Im Hinblick auf die hohe gesellschaftliche Akzeptanz von Solaranlagen auf Gebäuden sowie den tiefen Erstellungskosten sollte der Solarstandard bei Neubauten dieser Grösse so ausgestaltet sein, dass möglichst die ganze Dachfläche sowie in geeigneten Fällen auch die Fassade solaraktiv ausgestattet wird.

EnG Art. 45b Nutzung der Sonnenenergie bei Infrastrukturen des Bundes und Art. 46a Vorbildfunktion von Bund und Kantonen in Bezug auf die Energieeffizienz

Der vorliegende Verordnungsentwurf setzt diese beiden Artikel nicht um. Diese Umsetzung ist jedoch sehr wichtig, da es neben der Vorbildfunktion auch um ein gewaltiges Potenzial an bestehenden Infrastrukturen geht, welches man für die Erzeugung erneuerbarer Energie nutzen sollte. Es reicht nicht, dass in verwaltungsinternen Richtlinien Anpassungen gemacht werden. Es bietet sich hier die Möglichkeit transparent zu definieren, was «geeignete Flächen» sind, wann diese solaraktiv sind, wann etwas technisch nicht möglich oder wirtschaftlich unverhältnismässig ist. Da der Bund seine Flächen auch zur Verfügung stellen kann, muss klar sein, wann diese Ausschreibungen geplant sind, welche Anforderungen erfüllt sein müssen und bis wann die Nachrüstung abgeschlossen sein soll (allenfalls mit Zwischenzielen). Da es bei dieser Gesetzesbestimmung auch um die Vorbildfunktion des Bundes geht und auch weil keine Spezialauktionen vorgesehen sind, regen wir zudem an, dass der Bund gezielt auch solaraktive Projekte auf bestehenden Infrastrukturen nutzt die flächenmässig ein grosses Potenzial ausweisen, bisher aber kaum genutzt werden. Dazu gehören etwa Autobahn und Parkplatzüberdachungen, Lärmschutzwände und ähnliche Infrastrukturen. Erfahrungswerte und Skalierungseffekte würden mittel- bis langfristig auch die Kosten ähnlicher Projekte für private Investoren berechenbarer und günstiger machen.

Bei der Energieeffizienz muss ein Absenkpfad definiert und ein Massnahmenpaket festgelegt werden. Auch dies fehlt hier und muss ergänzt werden.

StromVG Art 9abis Versorgungssicherheit durch Energieeffizienz

In der Verordnung bleibt unklar, wie diese Steigerung der Wintereffizienz ermittelt wird und wann Abs.2 zum Zug kommt. Dies muss geklärt werden.

Kriterien und Datengrundlagen für die Ausscheidung der Eignungsgebiete

Wie einleitend bereits angemerkt, fehlt die Umsetzung wichtiger Materialien und Zusagen im Zusammenhang mit der Ausscheidung von Eignungsgebieten in der Richtplanung, weshalb die Kraftwerksplanung einzig auf bestehenden Infrastrukturen hinreichend geregelt ist.

3. Artikelweise Rückmeldung

3.1 Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung, WResV)

Wir anerkennen, dass diese Verordnungsänderung temporären Charakter hat, da eine weitere Gesetzesrevision bereits läuft. Wir verzichten deshalb auf Anträge, welche alternative Stromreserven betreffen, insbesondere die im Gesetz vorgesehene Ausschreibung zur Lastreduktion. Wir möchten jedoch schon jetzt darauf hinweisen, dass diese Lastreduktionspotentiale das Potential haben, kostengünstiger zu sein und auch energiewirtschaftlich attraktiver sind, weil sie die Winterstromproduktion nicht schmälern. Wir erwarten deshalb, dass die nächste Gesetzes- und Verordnungsrevision diesem Umstand Rechnung trägt und hier eine echte Umsetzung enthält, also nicht ein Verweis auf eine allfällige freiwillige Lösung der Wirtschaft.

Wir begrüssen es, dass die Wasserkraftreserve neu als Obligatorium ausgestaltet wird.

Wie Art 8a (StromVG), Absatz 1 sagt, braucht es für die Energiereservenbildung eine «...ausserordentliche Situation...». Der Verwaltungsgerichtsentscheid zum Kraftwerk Birr hat gezeigt, dass hierzu Klarheit fehlt, welche nun überraschenderweise auch die Verordnung nicht bietet. Die am Stakeholder-Anlass kommunizierte Absicht, auch für 24/25 und 25/26 eine Wasserkraftreserve einzurichten, bräuchte hier unbedingt eine nachvollziehbare Begründung. Die Verordnung delegiert *de facto* fast alles an die Elcom, was die Grösse und damit Kosten der Reserve betrifft. Wir fordern hier nachvollziehbare Vorgaben, auch um die Stromkonsumenten vor unnötigen Netzaufschlägen zu schützen.

Ebenfalls nicht geregelt ist, wann (unter welche Kriterien) und wie (vollständig oder schrittweise und ob für alle) die Reserve vorzeitig aufgelöst wird. Es kann vermutet werden, dass die Elcom hier Akteurin ist. Unklar ist auch, wie in einem solchen Fall die pauschale Abgeltung angepasst wird, da eine vorzeitige Auflösung zusätzliche Erträge am Strommarkt erlaubt.

Art.5a Pauschalabgeltung und Vergütung von Leistungsvorhaltung

Gesetz und der erläuternde Bericht machen klar, dass die Abgeltung pauschal und moderat sein soll und nicht das Ziel hat, entgangene Erträge zu ersetzen. Der Verordnungsentwurf macht aber genau dies und würde deshalb dazu beitragen, dass in Phasen (sehr) hoher Energiepreise, im Folgejahr auch die Netzpreise deutlich steigen. Dies ist sowohl aus volkswirtschaftlicher Perspektive als auch aus Konsumentensicht unerwünscht.

Änderungsantrag

2 Die ElCom berechnet und publiziert jährlich den Ansatz für die Pauschalabgeltung je vorgehaltene GWh Energie. Als Basiswert für den Ansatz dient die gemittelte Preisdifferenz zwischen dem ersten und zweiten Quartal **der letzten 10 Jahre für Wasserkraftproduktion**. ~~des Jahres, in dem der Zeitraum für die Vorhaltung endet. Der Basiswert wird mit dem Faktor 1,3 multipliziert.~~

3 Als Datengrundlage für den Basiswert verwendet sie die **historischen Preisinformationen**. ~~publizierten Abrechnungspreise der Base-Quartalsverträge am Terminmarkt Schweiz im Zeitraum von 90 Kalendertagen vor Beginn des Zeitraums für die Vorhaltung. Sind für das Berechnungsjahr nicht ausreichend Abrechnungspreise publiziert, so wendet die ElCom eine geeignete alternative Methodik~~

~~an. Dafür kann sie insbesondere historische Preisinformationen oder Daten der Terminmärkte der Nachbarländer heranziehen.~~

Begründung

Investitionen in Speicherkraftwerke werden auf eine Betriebsdauer von über 30 Jahre hin ausgerichtet. Für bestehende Speicherkraftwerke betreffen die jeweils letzten 10 Jahre einen relevanten Teil der Amortisationsdauer. Für neue Speicherkraftwerke werden bereits in 10 Jahren ebenfalls die relevanten Jahre abgedeckt. Werden zudem statt den Börsenpreisen, welche alle Stromerzeugungstechnologien umfassen, nur jene für Wasserkraft für die Berechnung der Pauschale herangezogen, sind automatisch auch die realisierten Erträge für Flexibilität enthalten. Die hier vorgeschlagene Berechnung entspricht dem Willen des Gesetzgebers besser, trägt zu einer stabileren Strompreisbildung bei und wirkt zudem kostendämpfend in Phasen hoher Strompreise.

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

Wir begrüßen es, dass das UVEK die Herkunftsnachweise für Brenn- und Treibstoffe nun in einer eigenen Verordnung regeln will. Unklar bleibt, weshalb zwar die Kongruenz mit Strom-HKN und EU betont wird, dies aber nicht gemeinsam und möglichst einheitlich geregelt wird.

Aus Verordnung und Bericht ergeben sich einige Grundsatz- und Detailfragen, welche einer sinnvollen Regelung im Weg stehen könnten:

1. Offenbar sind EU-HKN 12 Monate gültig. Weshalb sollen diese dann in der Schweiz teilweise 18 Monate gültig/anrechenbar sein oder statt ab Ausstellung/Einspeisung erst beim Importdatum beginnen? Wir schlagen vor hier einheitlich auf 12 Monate ab Produktion zu setzen.
2. HKN sollen offenbar an die physische Energiemenge gekoppelt werden. Das ist eine relevante Veränderung und verändert die Natur der HKN. So ist einerseits dann nicht klar, weshalb die HKN ein Ablaufdatum brauchen.
3. Andererseits ist auch unklar, weshalb die Massenbilanzierung mit so viel Ausnahmen und Verwässerungen umgesetzt werden soll, wenn es doch so ist, dass tatsächlich drin sein muss, was draufsteht. Da die EU aktuell noch Biofuels aus z.B. Soja zulässt und die Schweiz beabsichtigt diese EU-Standards zu übernehmen, lehnen wir diese Regelung so ab.
4. Der Anhang mit den Warenbezeichnungen ist historisch entstanden und dürfte zunehmend für Verwirrung sorgen, falls verschiedene Farben von Wasserstoff und e-Synfuels importiert werden sollten. So implizieren die Begriffe nicht, dass es sich um erneuerbare Brenn- und Treibstoffe handelt, was jedoch das Hauptziel der HKN ist. Wir regen deshalb an, zusammen mit dem Oberzolldirektorium die Begriffe an die Energiezukunft anzupassen.
5. Die aus Umweltsicht relevante Frage, ob die HKN überhaupt Mehrwerte mit sich bringen, soll offenbar nicht explizit geregelt werden. Wie soll denn dieser Markt funktionieren? Es gibt neben dem verpflichteten Markt durch diverse Gesetze auch den freiwilligen Markt. Wie soll dieser von dieser neuen Verordnung profitieren? Wir formulieren unten einen Vorschlag hierzu.

Um diesen letzten Punkt 5 zu verbessern, schlagen wir vor, Art 1 um die Mehrwerte zu ergänzen.

Änderungsantrag

Art 1 Inhalt und Form des Herkunftsnachweises

...

e. die Angabe des Produktions- und Importzeitraums;

...

j. die Angabe, ob und in welchem Umfang der Produzent eine direkte oder indirekte Finanzhilfe für die Herstellung des Brenn- oder Treibstoffs erhalten hat.

k. die Angabe, ob der Mehrwert «erneuerbar» mitgeliefert wird oder ob dieser bereits durch z.B. ein

Land mit Landeszielen beansprucht wird;

l. die Angabe, ob der Mehrwert eines reduzierten Beitrags zur Klimaerwärmung mitgeliefert wird oder ob dieser bereits durch z.B. ein Land mit Landeszielen beansprucht wird;

m. die Angabe, ob der ökologische Mehrwert wie z.B. naturemade mitgeliefert wird oder ob dieser bereits durch die Lieferung an Kunden im jeweiligen Land beansprucht wird;

Begründung

Der angepasste Buchstabe e. ermöglicht die Gültigkeit der HKN ab Produktionsdatum abzufragen, um dies als Kriterium für die Gültigkeit zu verwenden. Der angepasste Buchstabe j. ermöglicht auch indirekte Förderungen besser zu erkennen. Dies wäre z.B. der Erlass des Netzentgelts.

Die neuen Buchstaben k bis m sind weitestgehend die nötigen Informationen, damit die Käuferin oder der Gesetzgeber prüfen kann, ob die HKN die nötigen Eigenschaften besitzen. Es macht keinen Sinn, wenn der Gesetzgeber erst bei der Anrechnung genau diese Faktoren prüfen muss oder der freiwillige Käufer im Dunklen tappt bei diesen für den Wert der HKN sehr relevanten Angaben.

3.3 Energieverordnung (EnV)

Art. 2a. Abschnitt: Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe

Wir verweisen hier auf unsere Erläuterungen und Fragen zur VHBT. Insbesondere sollen die Begriffe in Art 4a angepasst werden. E-Fuels aus erneuerbarem Strom sind keine biogenen Treibstoffe. Auch die Definition nicht-biogener Wasserstoff ist irreführend. Es sollen hier die geläufigen technischen Begriffe verwendet werden.

Ebenfalls führt die Ausnahme in Art 4b Abs.3 für massenbilanzierte Brenn- und Treibstoffe zu einer Inkohärenz, da dann de facto HKN aus unbekanntem Anlagen und somit unbekannter Qualität mitgeliefert werden. Dieser Absatz ist deshalb zu streichen.

Art. 7b

Der Artikel listet lediglich die bereits im Gesetz (Art. 10 EnG Abs. 1ter) aufgeführten wesentlichen Interessen auf, ergänzt wurde berechtigterweise der Punkt Gewässerschutz. Es fehlt die notwendige Konkretisierung zu Qualität, Detaillierungsgrad und Aktualität der entsprechenden Grundlagen, obwohl diese Konkretisierung im Parlament angekündigt wurde. Diese Angaben sind zwingend zu ergänzen.

Gegenüber den Materialien findet in der Verordnung eine nicht zulässige Abschwächung der Anforderungen statt. Erstens, indem der Begriff "aussagekräftig" vom Begriffspaar "aussagekräftige und stufengerechte" Abwägung (Original französisch: "une réflexion pertinente et adaptée à l'échelon") weggelassen wurde. Zweitens, indem Art. 14 NHV im Gegensatz zu den Materialien hier nicht erwähnt wird. Dies ist zu korrigieren. Wichtig ist auch, die Festsetzung des Richtplans auf aktuelle Daten von guter Qualität, erhoben nach standardisierten Methoden, zu stützen. Aktuelle Daten von guter Qualität sind auch im Interesse der Projektpromotoren, damit nicht während der Realisierung eines Projekts neue schützenswerte Arten und Lebensräume gefunden werden, die sich dann allenfalls negativ auf die Projektrealisierung auswirken oder die Kosten erhöhen.

Eine "aussagekräftige Interessenabwägung" ist nur möglich, wenn zu den potenziell vorhandenen schützenswerten Lebensräumen und Arten hinreichende Daten vorhanden sind. Bei mobilen Arten sind zusätzlich zu den Fortpflanzungsstätten auch Nahrungsgründe sowie für Korridore zwischen unterschiedlichen Lebensräumen der Arten, seien es Korridore für die tägliche Mobilität, für die jährliche Migration oder andere Formen der Mobilität zu erheben. Datenbankabfragen von Zufallsbeobachtungen (z. B. Datenbanken von Info Species) können diese Anforderungen an die Datenqualität nicht erfüllen.

Im Erläuternden Bericht wird unzulässigerweise versucht, bereits genehmigte (=altrechtliche) Eignungsgebiete automatisch und ohne materielle Prüfung in Eignungsgebiete nach neuer Gesetzeslage zu überführen. Dies ist unseres Erachtens rechtswidrig und zu streichen!

In der parlamentarischen Beratung wurden zuhanden der Materialien wichtige Angaben dazu gemacht, welchen Anforderungen die Richtplanung in Bezug auf die Eignungsgebiete genügen muss. An keiner Stelle wurde gesagt, dass die bisherige Praxis in der Richtplanung die Anforderungen des Mantelerlasses bereits erfülle. Im Gegenteil wurde die Minderheit Clivaz in Art. 9bis StromVG (damalige Nummerierung der Artikel) zurückgezogen, nachdem BR A. Rösti die Frage von NR Fluri, ob "der Schutz der entsprechenden Güter" in der Verordnung "besser verankert wird und dass somit die Richtplanung durch die Kantone entsprechend auszufallen hat", bejaht hat.

Kommissionssprecher M. Jauslin hat folgendes zu Protokoll gegeben: "Zu Artikel 10 gebe ich eine Information zuhanden der Materialien. In der ausführenden Verordnung sind folgende Punkte zu berücksichtigen: Bei der Interessenabwägung und bei der Ausscheidung der Eignungsgebiete im

Richtplan soll auch der Naturschutz und nicht nur der enger gefasste Biotop- und Landschaftsschutz in Betracht gezogen werden. Zudem soll die Ausscheidung auf der Grundlage von hinreichenden Erhebungen erfolgen. Der Kommission ist es wichtig, dass diese Vorgabe noch in den Materialien erfasst ist und auch bei der Erarbeitung der Verordnung durch die Verwaltung entsprechend Niederschlag findet." Unterstützt und weiter präzisiert wurden diese Aussagen durch Kommissionssprecher R. Nordmann auf französisch: "les cantons doivent créer des bases pertinentes pour la définition des zones appropriées en effectuant des relevés suffisants".

Dass diese höheren Anforderungen nun in den Verordnungen keinerlei Niederschlag gefunden haben, ist unzulässig. Die Aussage im Erläuternden Bericht, wonach die bisherige Richtplanung diese Anforderungen bereits erfülle, stimmt klar nicht. In den meisten Richtplänen wurden keine ausreichenden Daten bezüglich schützenswerter Biotope von Arten erhoben. Hier wäre das Bundesgericht gezwungen, stark zu korrigieren, sofern dies nicht jetzt durch den Bundesrat korrigiert wird.

Änderungsantrag

Abs. 1 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 **aussagekräftige und** stufengerechte Berücksichtigung...

Einzufügen neuer **Abs. 2.**

Abs. 1 Bst. b nimmt Bezug auf den Natur- und Artenschutz gemäss NHG und umfasst insbesondere den Biotopschutz im Sinne von Art. 14 NHV. Daten zu schützenswerten Lebensräumen und Arten müssen zumindest für die Eignungsgebiete flächendeckend vorhanden sein. Die Methodik und Qualität der Datenaufnahmen muss gewährleisten, dass die allenfalls vorhandenen schützenswerten Arten mit einer hohen Wahrscheinlichkeit (Diagnosesensitivität) gefunden werden. Die Grundlagen und zugrundeliegenden Daten dürfen zum Zeitpunkt der Festsetzung des Richtplans nicht älter als 10 Jahre sein.

Einzufügen neuer **Abs. 3.**

Eignungsgebiete nach Art. 10 EnG, die vor dem [Datum des Inkrafttretens] festgesetzt wurden, müssen von den Kantonen gemäss aktueller Gesetzeslage überprüft und erneut festgesetzt werden, damit Art. 9a StromVG anwendbar ist.

Änderungsantrag erläuternder Bericht, S.16:

"Grundlagen und Erhebungen müssen ~~nicht in jedem Fall~~ in der Regel neu erarbeitet werden".

..."ergeben sich hieraus ~~keine grundsätzlich neuen~~ qualitativ höhere Anforderungen an solche Planungen".

Der zweitletzte Abschnitt auf S. 16:

"Ob diese Anforderungen erfüllt sind..." ist zu komplett zu streichen, da er nicht gesetzeskonform ist und nur zu Verzögerungen statt zu einer besseren Planung führen würde.

Art. 9a^{bis} Vorhaben in einem Inventar von Objekten von nationaler Bedeutung nach Art. 5 NHG

Änderungsantrag

“Vorhaben in einem Inventar von Objekten von nationaler Bedeutung ~~nach Art. 5 NHG~~”

Begründung

Schutzobjekte von nationaler Bedeutung gemäss Art. 18 NHG sind Ausschlussgebiete für neue Energieanlagen. Es geht nur um Vorhaben in Inventaren gemäss Art. 5 NHG. Um Missverständnisse zu vermeiden, ist der Titel zu ergänzen.

Art. 9a bis Abs. 1

Änderungsantrag

Auf Schutz-, Wiederherstellungs-, Ersatz- oder Ausgleichsmassnahmen kann ~~insbesondere–nur~~ dann verzichtet werden, wenn deren Umsetzung ein Vorhaben verhindern ~~oder dessen Erstellung oder Betrieb übermässig beeinträchtigen~~würde.

Begründung

Der Erläuterungstext betont richtigerweise den Ausnahmecharakter dieser gesetzlichen Bestimmung. Nationalrat P.M. Bregy hatte diesen Ausnahmecharakter im Rat explizit erwähnt. Es ging ausschliesslich darum, dass Schutz-, Wiederherstellungs-, Ersatz- oder Ausgleichsmassnahmen “ein zusätzliches Werk nicht verhindert werden” soll. Zudem ist zu beachten, dass Rücksicht auf die Anliegen des Natur- und Heimatschutzes sowie die Schonung Verfassungsrang haben (Art. 78 BV). Die Bundesverfassung erfordert also ebenfalls eine restriktive Auslegung. Der Ausnahmecharakter muss im Verordnungstext berücksichtigt werden. Zudem ist der auch der Erläuterungstext entsprechend anzupassen (S.17):

... Es ist davon auszugehen, dass für Schutz- und Wiederherstellungsmassnahmen i.d.R. Raum besteht und ein gänzlicher Verzicht nicht notwendig ist. Ein Verzicht auf eine Ersatzmassnahme ist nur ~~in Ausnahmefällen zu prüfen~~angezeigt, wenn deren Umsetzung ~~eine solche im Rahmen des~~ das Vorhaben verhindern würden ~~nicht adäquat vorgenommen werden kann oder kein Raum für eine solche besteht~~.

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

Art 9a^{ter} ist zu streichen, bzw. umzuformulieren

~~Zu den Speicherwasserkraftwerken gehören auch Anlagen und Installationen, die für die Realisierung und den Betrieb der Speicherwasserkraftwerke nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG notwendig sind.~~

¹ Massgebend für die zulässigen Wassernutzungen nach Art. 9 Strom VG bzw. Anhang 2 Strom VG sind die Resultate des Runden Tisches Wasserkraft vom 21.12. 2021 und die entsprechende energiewirtschaftliche Beurteilung des Bundesamts für Energie und die Umweltbeurteilung des Bundesamts für Umwelt. Die ordentlichen Bewilligungsverfahren für sämtliche Massnahmen sind einzuhalten.

Begründung

Der Anhang 2 zum Strom VG hält bereits fest:

«Die nachfolgenden Vorhaben umfassen sämtliche zur Realisierung dieser Vorhaben nötigen und zur rationellen Nutzung der Wasserkraft gebotenen Massnahmen innerhalb eines Kraftwerks oder eines Kraftwerksgeflechts».

Es ist deshalb nicht nötig, über die Verordnung eine neue Definition von «Speicherwasserkraftwerken» einzuführen: Das schafft eher Rechtsunsicherheit als dass es zu einer Klärung beiträgt und lässt sich mit dem Gesetzestext sowie der dazugehörigen parlamentarischen Debatte weder begründen noch nachvollziehen.

Insbesondere ist nicht durch die gesetzlichen Grundlagen gedeckt, zusätzlichen Infrastrukturen bzw. Installationen pauschal, ohne jegliche Abklärung, bzw. Minimierung von Umweltauswirkungen dieselben Privilegien zu Standortgebundenheit und Interessensvorrang zukommen zu lassen, die Art 9a Abs 3. den Anlagen gemäss Anhang 2 gewährt.

Hinsichtlich Planung genügt ein Richtplaneintrag für die Anlage, um auch die für den Bau und Betrieb nötigen Installationen umsetzen zu können. Wir kennen keinen einzigen Fall, wo für Materialeilbahnen, Zufahrtsstrasse oder ähnliche Installationen ein separater Richtplaneintrag erstellt oder verlangt worden wäre. Wir erachten es aber als nicht kompatibel mit der geltenden Gesetzgebung, dass Elemente wie Zufahrtsstrassen, Materialeilbahnen oder aber die Verlegung einer Strasse von vornherein, ohne entsprechende Prüfung und Optimierung, als standortgebunden gelten sollen, oder Vorrang vor nationalen Interessen geniessen sollen. Solche Installationen müssen z.B. nach wie vor ausserhalb von Biotopen von nationaler Bedeutung geführt werden – wenn irgendwie möglich, um mit der geltenden Gesetzgebung kompatibel zu sein. Es ist zudem zu berücksichtigen: Weder in der parlamentarischen Debatte noch am Runden Tisch Wasserkraft wurden weitere Infrastrukturen oder Installationen beurteilt. Dafür waren die Projektpläne oftmals viel zu unkonkret. Eine Beurteilung in entsprechender Detailtiefe war nicht möglich. Auch deswegen muss sichergestellt sein, dass die Standort- und Routenwahl der mit möglichst geringen Auswirkungen auf Natur und Landschaft, aber auch auf andere öffentliche Interessen wie Sicherheit erfolgen.

Die Projekte des Runden Tisches, bzw. des Anhang 2 StromVG sind zudem unseres Wissens bereits in die kantonalen Richtpläne aufgenommen worden, inklusive der Staumauererhöhungen.

Es ist also hier gar nicht nötig, für Projekte an bestehenden Standorten mit einer weiteren, unpräzisen, allenfalls den Gesetzestext konkurrenzierenden Formulierung zu Speicherkraftwerken zusätzliche Rechtsunsicherheit zu schaffen.

Was allerdings bis jetzt in der Diskussion um Planungspflicht, Standortgebundenheit und Vorrang nicht berücksichtigt wurde, sind die Ausgleichsmassnahmen und andere Massnahmen zum Schutz der Umwelt. Sofern für diese eine Planungspflicht gelten würde, würde dies die Projekte unnötig aufhalten, da sie mit der Konzessionserteilung festgelegt werden müssen.

Sollten also trotz obiger Argumente Privilegien für weitere Installationen eingeführt werden, müssten im Minimum auch die Umweltmassnahmen eingeführt werden– insbesondere für die Massnahmen zur Beseitigung von Schwall-Sunk, und die Ausgleichsmassnahmen gemäss StromVG Art. 9a.

Nötig ist zudem, sowohl im Erläuterungstext als auch im Verordnungstext zu präzisieren, dass das Ausmass der möglichen Wassernutzungen bei den Vorhaben gemäss Anhang 2 am Runden Tisch abschliessend beurteilt wurde. Die Auswahl der Projekte beruht insbesondere auf den in der

Umweltbeurteilung des BAFU genannten Wasserentnahmen bzw. Staukoten. Weitere Wasserentnahmen hätten zu einer schlechteren Beurteilung, und damit einer Nicht-Aufnahme auf die Auswahlliste gemäss Anhang 2 geführt. Daraus folgt: nur Projekte die gemäss den am Runden Tisch besprochenen Annahmen hinsichtlich Nutzung geplant werden, sollten von den Privilegien gemäss Art. 9 a Abs 3 Strom VG profitieren. Wir beantragen, auch den Erläuterungstext entsprechend obiger Anträge anzupassen. Die Einhaltung entsprechender ordentlicher Verfahren war überdies ein zentraler Punkt der Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft.

Art. 9a^{quater} Ausgleichsmassnahmen

Änderungsanträge

Art. 9a quater Abs. 1-3 ist entsprechend der Vereinbarung des Runden Tisches wie folgt zu ergänzen:

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.

Die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen sollen einen möglichst grossen Mehrwert für Biodiversität und Landschaft bringen und allfällige, nicht durch Ersatzmassnahmen gedeckte, kumulative ökologische und landschaftliche Schäden ausgleichen.

² Die Ausgleichsmassnahmen werden zusätzlich zu den gemäss dem Gewässerschutzgesetz vom 24. Januar 1991 (GSchG; SR 814.20) und dem Bundesgesetz vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG; SR 451) notwendigen Massnahmen (wie z.B. Revitalisierungen, Ersatzmassnahmen nach NHG, angemessene Restwassermengen, Sanierung Wasserkraft) zusammen mit der Konzessionserteilung resp. Bewilligung für die Nutzung festgelegt. Sie können am Standort der Anlage oder an einem anderen Standort im Kanton durch eine ökologische oder landschaftliche Aufwertung oder die Unterschutzstellung eines Perimeters umgesetzt werden und sollen den ökologischen oder landschaftlichen Mehrwert mindestens über die Dauer der vorgesehenen Nutzung verbindlich sichern.

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.

Begründung

Die Ausgleichsmassnahmen am Runden Tisch wurden in Anlehnung an den ökologischen Ausgleich in intensiv genutzten Gebieten entwickelt (NHG). Ohne sie wäre ein weiterer Wasserkraftausbau in den heute bereits intensiv - oft über die ökologischen Belastungsgrenzen und über die gesetzlichen Anforderungen im Umwelt- und Gewässerschutz hinaus - genutzten Gebieten, nicht mit den gesetzlichen Bestimmungen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft, bzw. dem verfassungsmässigen Vorsorge- und Verursacherprinzip vereinbar.

Die Ausgleichsmassnahmen sollten dabei sicherstellen, dass die Wasserkraftnutzer bzw. Behörden, welche von der Vergabe weiterer Nutzungsrechte profitieren, den genutzten Ökosystemen Sorge tragen. Sie sollen einen langfristigen Beitrag zu einer natur-positiven Stromversorgung leisten und das Verursacherprinzip möglichst vorbildlich umsetzen. Die entsprechende Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft war dabei der Ausgangspunkt der im Parlament eingefügten Anpassungen, und wird in

den Materialien mehrfach erwähnt. Sie muss deshalb die Grundlage für den Verordnungstext bilden. Deswegen sind insbesondere die dort festgehaltenen Ziele und Anforderungen in den Verordnungstext aufzunehmen. Dies inkludiert mindestens

(1) die vereinbarten Ziele für die Ausgleichsmassnahmen, nämlich soll ein «möglichst grosser Mehrwert der Biodiversität und der Landschaft erbracht werden und allfällige, nicht durch Ersatzmassnahmen gedeckte, kumulative ökologische und landschaftliche Schäden ausgeglichen werden». Durch die Verwendung des Ausdrucks "möglichst grosser Mehrwert" sowie durch die Betonung der Tatsache, dass diese Massnahmen zusätzlich zu den zum damaligen Zeitpunkt gesetzlich notwendigen Massnahmen festgelegt werden sollen, wird der gemeinsame Wille nach einem naturpositiven Einfluss auf Biodiversität und Landschaft klar. Dieser soll sowohl im Verordnungstext als auch im erläuternden Bericht verankert werden.

(2) die Ausgangslage für die Massnahmen: "Sie sollen zusätzlich zu den gemäss dem Gewässerschutzgesetz vom 24. Januar 1991 (GSchG; SR 814.20) und dem Bundesgesetz vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG; SR 451) notwendigen Massnahmen (wie z.B. Revitalisierungen, Ersatzmassnahmen nach NHG, angemessene Restwassermengen, Sanierung Wasserkraft)" festgelegt werden. Das bedeutet, dass Projekte entwickelt werden sollen, welche die vorgenannten Bestimmungen vollumfänglich erfüllen. Von diesem bewilligungsfähigen Projekt ausgehend werden zusätzliche Massnahmen vereinbart, die einen ökologischen Mehrwert in der Region schaffen und die kumulativen Auswirkungen der Wasserkraftnutzung im Gebiet abmildern.

(3) den Zeitpunkt, Verbindlichkeit und Dauer: sie sollen "zusammen mit der Konzessionserteilung resp. Bewilligung für die Nutzung festgelegt werden" und den Mehrwert mindestens über die Dauer der Nutzung sichern. Am Runden Tisch wurde dies entlang des Beispiels des Kanton Uri, zur Ausscheidung von Schutzgebieten mit langfristigem Schutzreglement geknüpft an die Konzession, diskutiert. Dieses Beispiel wird auch im Erläuterungstext erwähnt.

(4) Angaben zum Umfang gemäss Runder Tisch: der Erklärungstext spricht bewusst nicht von "neuen" Eingriffen, sondern bezieht sich auf den Eingriff insgesamt. Eine reine Betrachtung "neuer" Eingriffe würde dem Ziel der Massnahmen, den kumulativen Auswirkungen der intensiven Wasserkraftnutzung im Gebiet zu begegnen, entgegenwirken.

Wir beantragen, auch den Erläuterungstext entsprechend obiger Anträge anzupassen. Zudem ist festzuhalten, dass indirekte Kosten zu quantifizieren eine grosse Herausforderung darstellt. Insbesondere die Frage der Anrechnung des Nutzungsverzichts bei Schutzgebieten wurde am Runden Tisch kontrovers diskutiert: Die zugrundeliegende Annahme, dass jedes Gewässer grundsätzlich nutzbar ist, widerspricht den gesetzlichen Grundlagen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft. Sofern im Erläuterungstext auf die indirekten Kosten von Nutzungsverzichten Bezug genommen wird, ist festzuhalten, dass dies zuerst einer Beurteilung bedarf, inwieweit und in welchem Umfang eine Nutzung überhaupt bewilligungsfähig bzw. wirtschaftlich möglich wäre. Zudem schlagen wir vor, auf die vom Runden Tisch vorgeschlagene Methodik zu verweisen: diese schlägt vor, sowohl Nutzen und Kosten mit Grössenordnungen/Punkten abzuschätzen. Das Ziel der Ausgleichsmassnahmen soll im Vordergrund stehen, nämlich einen klaren Mehrwert für Biodiversität und Landschaft zu sichern.

Art. 12 Vergütung nach Art 15 EnG

Die vorgeschlagene Umsetzung der Minimalvergütung gemäss Art 15 (EnG) entspricht für Photovoltaik nicht der vom Gesetzgeber gewünschten gesicherten Amortisation. Das Ziel dieser Minimalvergütung für Photovoltaik muss es sein, dass risikoaverse, zurückhaltende Bauherren und Geldgeber sicher sein können, dass ihre Investition keine finanziellen Einbussen zur Folge hat, unabhängig davon, wie sich die Strompreise in Zukunft entwickeln. Dies unter der Voraussetzung, dass sich der Standort für eine Anlage eignet und diese zu marktüblichen Konditionen gebaut wird. Da Solaranlagen bisher primär optimiert auf den Eigenverbrauch dimensioniert wurden, sind auch die Dachflächen selten vollständig ausgenutzt worden. Dieser Fehlanreiz verzögert und verteuert die Energiewende und führt zudem zu einem erhöhten Flächenbedarf. Umso wichtiger ist es, dass über die Minimalvergütung sichergestellt wird, dass sich auch Anlagen mit tiefem Eigenverbrauch amortisieren lassen. Nachdem nun schätzungsweise 10% der bestehenden Hausdächer genutzt werden, ist die Konsumentennische der early adopters und das zahlungswillige Segment der Energiewende-Pioniere voraussichtlich bald ausgeschöpft. Zukünftig müssen neue Konsumgruppen erreicht werden, für die ökonomische Anreize stärker im Vordergrund stehen. Auch Besitzer einer bestehenden Anlage haben Anrecht auf eine faire Vergütung, nachdem diese je nach Versorgungsgebiet über die letzten 20 Jahre z.T. mit deutlich nicht kostendeckenden Tarifen abgespiesen wurden.

Die berücksichtigten Faktoren gemäss Erläuterndem Bericht sind grundsätzlich geeignet, um minimale Rückvergütungen zu berechnen. Art. 15 des EnG wird mit der Betrachtung von nur drei Referenzanlagen jedoch nicht entsprochen. Um die Vielfalt an realen Anlagen wiederzugeben, bräuchte es mindestens 50 Referenzanlagen oder noch besser ein Online-Tool. Hier ein paar Hinweise, weshalb dies wichtig ist:

- Die spezifischen Installationskosten für eine 5-kW (Reiheneinfamilienhaus), 20kW, 35 kW oder 145 kW-Anlage variieren massiv von rund 4000.-/kW bis knapp über 1000 Fr/kW. Die Investitionskosten (Capex) für Kleinanlagen (2-10 kW) sind im Mittel viermal so hoch wie für Grossanlagen (> 1 MW).

- Die MWSt-Situation ist nicht leistungsabhängig

- Der Eigenverbrauchsanteil variiert sehr stark und ist einer der Haupteinflussfaktoren für die Amortisation einer Anlage. Der zitierte Bericht ist sehr wertvoll aufgrund der riesigen Stichprobe und hohen Rücklaufquote. Die dort angegebenen Eigenverbrauchsquoten variieren von null bis 100% und die Verteilung ist so gleichmässig, dass es unzulässig wäre, eine beste Schätzung zu verwenden. Bestehende Anlagen sind Eigenverbrauchsoptimiert und bedecken selten alle geeigneten Gebäudeflächen, weshalb historische Eigenverbrauchsanteile höher liegen als die künftigen. Dass bei Anlagen < 30kW der Eigenverbrauch mit der Leistung steigen soll, ist kontraintuitiv. Anlagen mit Batterie dürfen in diesem Vergleich nicht berücksichtigt werden, da sonst die Batteriekosten ebenfalls eingerechnet werden müssten. So oder so muss dieser sensible Faktor fallspezifisch eingesetzt werden.

- Der effektive lokale Stromtarif variiert je nach Bezugsklasse, Gemeinde und Energielieferant viel stärker als hier abgebildet von 10 bis 70 Rp/kWh. Auch wenn diese Bandbreite wieder abnehmen wird durch strukturierte Einkäufe und beruhigte Energiemärkte, wird die stärker leistungsorientierte Netztarifierung eine zusätzliche Spreizung des Netzanteils bewirken. Einen pauschalen Tarif zu wählen, macht hier schlicht keinen Sinn.

- Für künftige Anlagen kann die Einmalvergütung eingesetzt werden und muss dann aber für die entsprechende Anlage für alle (oftmals jährlichen) Verordnungsrevisionen neu berücksichtigt werden. Für bestehende Anlagen muss dieser einmal projektspezifisch eingegeben werden können.

- Der Steuerabzug ist je nach Kanton und Einkommen sehr verschieden. Für Neubauten beträgt er null und juristische Personen können diesen Abzug oft nicht geltend machen oder er fällt tiefer aus.

- Die Erträge sind je nach Kanton steuerpflichtig, wobei Netto- oder Bruttoprinzip zur Anwendung kommen. Auch dies ist zu berücksichtigen.

- Gemäss zitierter Studie ist der spezifische Ertrag eher 950 kWh/kW. Für erwünschte Fassadenanlagen

und Ost-West-Ausrichtung liegt dieser deutlich tiefer.

-Der Faktor für die jährliche Degradation von nur 1.5 Promille/a dürfte nur für kristalline Zellen erreicht werden¹ enerell ist zu beachten, dass es neben der Alterung inklusive Potential-induzierte Degradation auch zunehmende irreversible Verschmutzung und Störungen/Ausfälle von Wechselrichter gibt. Die Annahme von 0.5%/a dürfte deshalb deutlich realitätsnäher sein. Für amorphe Zellen braucht es eine separate Referenzanlage.

-Der Ertrag der HKN variiert je nach Versorger massiv und im erläuterten Bericht wird bei der gleitenden Marktprämie von 0.5 Rp/kWh gesprochen. Dieser Wert ist somit zwingend durch den Versorger individuell zu berücksichtigen.

Vorschlag

Statt jährlich die Tarife für 50 Referenzanlagen zu veröffentlichen, bietet es sich an, dass z.B. von Pronovo ein Online-Rechner und/oder eine API-Schnittstelle angeboten wird, welcher durch die EVUs genutzt werden muss, um die Minimaltarife individuell pro PV-Anlage zu bestimmen. Hierzu werden einmalig, z.B. mit der Anlagenanmeldung bei Pronovo, die installierte Leistung, Gesamtkosten mit effektiver MWSt-Situation, Förderung und Steuerabzug² vom PV-Besitzer abgefragt. Eigenverbrauch, Stromtarif und HKN-Vergütung werden dann jährlich automatisch angepasst, die entsprechenden Daten für die Berechnung sind via APIs von pvtarif.ch, sonnendach.ch³ sowie der ElCom verfügbar, der Eigenverbrauchsanteil kann für Anlagen ab 30 kWp von der Pronovo aufgrund des Produktionszählers automatisiert ermittelt werden. Dort wo der Eigenverbrauch mangels eines Produktionszählers (betrifft oft die Anlagen < 30 kWp) nicht bekannt ist, wird ebenfalls anfänglich ein Schätzwert vereinbart, welcher angepasst würde, falls nachträglich eine Wärmepumpe, Batterie oder Ladestation angemeldet wird. Anlagenbesitzende, welche diese Daten nicht liefern wollen, verzichten automatisch auf einen individuellen minimalen Rücklieferarif.

Offenbar geht das BFE davon aus, dass dieser Minimaltarif selten zur Anwendung kommt. Wir gehen davon aus, dass vollflächige Anlagen auf Gebäuden mit wenigen Wohnungen und einem Eigenverbrauch unter 20% diesen Minimaltarif in Q2 und Q3 wegen tiefer Strommarktpreise künftig beanspruchen werden. So oder so spricht nichts dagegen, diesen Minimaltarif situationsgerecht zu berechnen für jene Anlagenbesitzende, welche diesen beanspruchen wollen. Es wäre für einen übervorteilten Anlagebesitzenden sonst naheliegend, dies gerichtlich überprüfen zu lassen.

Um überhöhte Gewinne zu verhindern, könnte jeweils anfangs Jahr rückwirkend berechnet werden, ob die effektiven Rückspeisebeträge den Minimaltarif übers Jahr überschreitet und deshalb die Differenz des gewährten Minimal- statt Marktтарifs mit der Q4-Abrechnung verrechnet wird. Dies entspräche besser dem Willen des Gesetzes und erlaubt es den EVU günstigere Stromtarife anzubieten.

¹ <https://photovoltaik.org/photovoltaikanlagen/solarmodule/degradation-von-solarmodulen>

² Der Steuerabzug müsste unberücksichtigt bleiben, falls die Nettoertragsbesteuerung nicht ebenfalls berücksichtigt wird.

³ Der erwartete Ertrag einer Anlage kann über Sonnendach.ch hinreichend präzise berechnet werden.

Art. 12 Abs 1bis Buchstabe EnV Wasserkraft:

Änderungsantrag:

d Für Trinkwasserkraftwerke, Abwasserkraftwerke und Infrastrukturanlagen ~~Wasserkraftanlagen~~ bis zu einer Leistung von 150 kW: ~~12~~12 Rp./ kWh.

e Für Wasserkraftanlagen an natürlichen Gewässern bis zu einer Leistung von 150 kW: 6 Rp/kWh

Begründung

Der erläuternde Bericht hält korrekt fest, dass die Minimalvergütung keinen Anreiz zum Ausbau von Kleinstwasserkraftanlagen an natürlichen Fließgewässern schaffen soll. Um biodiversitätsschädigende Fehlanreize zu vermeiden, muss der Rücklieferatarif nach unten korrigiert werden. Bestehende Kleinstwasserkraftanlagen an natürlichen Gewässern profitierten zudem vielfach bereits von der Mehrkostenfinanzierung oder der kostendeckenden Einspeisevergütung, von welcher die meisten Anlagen ebenfalls noch bis in die 30er-Jahre profitieren. Die Anlagen wurden unter der Annahme gefördert, dass die Investitionskosten bis spätestens zum Auslauf der Förderung amortisiert werden können. Das müsste bei der Festlegung des Rücklieferatarifs berücksichtigt werden. Für solche Anlagen reicht eine Minimalvergütung von 6 Rp./kWh.

Um Anlagen ohne biodiversitätsschädigende Anreize wie Trinkwasser- oder Abwasserkraftwerke weiterhin zu ermöglichen, bzw. weiterzubetreiben empfehlen wir eine Unterscheidung in zwei Kategorien. Eine Unterscheidung ermöglicht, auch die unterschiedliche Amortisation besser zu berücksichtigen.

Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten

Für dieses neue Instrument sehen wir innerhalb der gesetzlichen Rahmenbedingungen aufgrund der mannigfaltigen und jahrzehntelangen Erfahrung im Ausland Optimierungsbedarf gegenüber dem Verordnungsentwurf, um die effektive Wirkung zu erhöhen und die Kosten zu senken.

Art. 51a Zielvorgaben

Änderungsantrag

1 Elektrizitätslieferanten, ~~die in den vorangegangenen drei Kalenderjahren durchschnittlich 10 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.

Begründung

Damit ein Effizienzdienstleistungsmarkt entstehen kann, ist es wichtig, dass auch Käufer von Nachweisen für umgesetzte Massnahmen da sind. Deshalb schlagen wir vor, keine Mindestabsatzmenge zu definieren. Diese Gesetzesänderung und die künftige digitalisierte, intelligente und dynamisch geregelte Stromwelt bedingt professionell aufgestellte Elektrizitätslieferanten, weshalb eine Mindestgrösse vorzuschreiben unnötig ist. Jeder Schwellenwert schafft zudem perverse Anreize (Untereinheiten mit weniger 10 GWh Absatz) und Ungerechtigkeiten. Dies soll hiermit verhindert werden.

Art. 51b Massnahmen

Änderungsantrag:

1 Massnahmen zur Effizienzsteigerungen sind zulässig, wenn:

- a. sie sich an den besten verfügbaren Technologien **und Praktiken** orientieren; und
- b. ihre Stromeinsparung gemessen oder berechnet werden kann.

2 An die jährliche Zielvorgabe wird die gesamte Stromeinsparung, die eine gemeldete Massnahme während ihrer Wirkungsdauer **zusätzlich** erzielt, angerechnet.

Begründung

Dieser Ausschluss von nicht-technischen Massnahmen verunmöglicht innovative Pilotprojekte und soziale Innovationen. Das Suffizienzpotenzial ist mindestens so gross wie das rein technische Effizienzpotenzial, auf das sich das BFE in der Verordnung abstützt. Zudem fehlen im Verordnungstext generell Hinweise auf finanzielle Lenkungsmaßnahmen (Stromsparbonus, Lenkungsabgaben, progressive Tarife usw.). Mindestens der Stromsparbonus sollte in den Standardmassnahmen aufgeführt werden (Auftrag der UREK-S). Da z.B. auch Betriebsoptimierungen möglich sein sollen, muss Abs.1 Bst a etwas offener formuliert werden.

Die Wirkungsdauer in Abs.2 ist ein nötiger aber entweder nicht hinreichender oder ungenügend klarer Faktor. So sollten aktuell keine Leuchtstoffrohren mehr verkauft werden dürfen aufgrund der neuen Mindesteffizienzvorgaben. Trotzdem kann die Umstellung von Leuchtstoffrohren auf LED relevante Einsparungen bringen. Diese Einsparungen dürfen jedoch nicht über die Lebensdauer der LED angerechnet werden, da ein solcher Umstieg vielleicht in 3 oder 5 Jahren ohnehin passiert wäre. Die **zusätzliche** Wirkungsdauer muss dies entsprechend berücksichtigen. Es gibt hierzu viel Wissen (und Fehler) aus den CO2-Märkten zu lernen, wo ebenfalls Referenzentwicklungen eine wichtige Rolle spielen. Die Umsetzung in anderen Ländern löst dies bei analogen Effizienzinstrumenten z.T. durch Diskontfaktoren oder die maximale Anrechnung für das erste oder die ersten 5 Jahre.

Es ist dabei völlig in Ordnung, wenn die hier berücksichtigte Wirkung abweicht von den Regeln, die bei den wettbewerblichen Ausschreibungen gelten. Denn bei den wettbewerblichen Ausschreibungen geht es darum, unwirtschaftliche Massnahmen wirtschaftlich zu machen. Die Multiplikation aus angerechneter Wirkungsdauer und dem Förderbeitrag pro kWh entspricht also dem nötigen Förderbeitrag. Werden kürzere Wirkungsdauern eingesetzt, muss bei der wettbewerblichen Ausschreibung der Beitrag pro kWh steigen.

Das neue Effizienzdienstleistungsinstrument erlaubt hingegen auch die zusätzliche Umsetzung wirtschaftlicher Massnahmen, weshalb die zusätzliche Wirkungsdauer wichtig ist und nicht überschätzt werden darf.

Art. 51e Nicht anrechenbare Massnahmen

Änderungsantrag

Nicht anrechenbar sind Massnahmen:

...

- e. die ~~nicht-dauerhaft-sind~~ nach Ablauf der Massnahme den Stromverbrauch gegenüber Ursprungssituation erhöht;
- f. ~~welche die deren~~ Stromeinsparung nicht mess- oder berechenbar ist. ~~durch eine Verhaltensänderung~~

~~der Endverbraucherinnen und Endverbraucher erzielen.~~

Begründung

Da Art. 51b bereits klar macht, dass die zusätzliche Wirkungsdauer relevant ist, ist die Massnahme per Definition nicht dauerhaft. Ob die Dauerhaftigkeit nur einen Winter, 5 Jahre oder 30 Jahre betrifft, ist irrelevant, solange die Zusatzwirkung korrekt berechnet/gemessen wird. Wir schlagen deshalb hier vor, das Kriterium des sogenannten «Backfire» einzuführen. Das wäre der Umstand, dass eine Effizienzmassnahme *de facto* indirekt sogar zu einer Zunahme des Stromverbrauchs führen könnte. Obschon dieser Effekt in der Literatur oft diskutiert wird, dürfte er hier kaum relevant sein und der ganze Buchstabe könnte alternativ gestrichen werden.

Es gibt Einhebel-Warmwasserarmaturen, die nach Gebrauch automatisch die Mittelposition einnehmen, welche Kaltwasser entspricht. Dies führt zu einer Verhaltensänderung, die einen tieferen Warmwasserverbrauch bewirkt. Falls hierzu eine verlässliche Wirkungsstudie vorliegt, muss dies doch anrechenbar sein? Auch könnten Verbraucher durch Displays und andere Tools zu Verhaltensänderungen motiviert werden. Falls diese ihre Wirksamkeit zeigen, sollten diese anrechenbar sein. Es ist wichtig, dass hier der Möglichkeitsraum weit geöffnet bleibt, gerade für womöglich kostengünstig umsetzbare Massnahmen.

EnV – Art. 51e – Nicht anrechenbare Massnahmen

Begründung

Es gibt keinen Grund, weshalb Gemeinden und Kantone nicht gleichgestellt sein sollten.

Änderungsantrag

b. für die der Bund, ein Kanton **oder eine Gemeinde** Finanzhilfen ausgerichtet hat;

Änderungsantrag:

Art. 51j Publikation

Das BFE veröffentlicht jährlich folgende Angaben:

- a. die Anzahl der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben und die Höhe der Zielvorgaben;
- b. ~~den Anteil die Namen~~ der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben, welche diese erreicht, übertroffen oder verfehlt haben.
- c. die Anzahl und Art der umgesetzten Massnahmen sowie die damit realisierten Stromeinsparungen.

Begründung

Die in den Gesetzesentwürfen vorgesehenen Sanktionen wurden auf Wunsch von Branchenvertreter schlussendlich gestrichen mit dem Argument/Versprechen, dass Energielieferanten es freiwillig nicht riskieren werden, hier gesetzliche Vorgaben nicht zu erfüllen und andere durch die Elcom zu kontrollierenden Vorgaben ebenfalls erfüllt würden. Damit diese Selbstdisziplin auch funktioniert, ist es zwingend nötig, dass gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz geschaffen wird. Da die Energiebezüger einen erhöhten Tarif bezahlen, müssen auch sie Klarheit darüber haben, ob ihr Lieferant die Vorgaben erfüllt.

Übergangsbestimmungen zu HKN

Änderungsantrag

Art. 80a Übergangsbestimmung zu den Herkunftsnachweisen für Brenn- und Treibstoffe

2 Die Vollzugsstelle stellt für die bis am 31. Dezember 2024 produzierten und bis spätestens am 28. Februar 2025 der Clearingstelle nach Artikel 45e der Mineralölsteuerverordnung in der Fassung vom 1. Januar 2022¹¹ gemeldeten Mengen an schweizerischem Biogas, Biowasserstoff und synthetischem Gas Herkunftsnachweise aus. Diese sind ~~60~~12 Monate gültig.

Begründung

Die in den Erläuterungen gegebene Begründung, weshalb diese alten und uralten Biogas-HKN aus der Schweiz mehr als nochmals 12 Monate gültig sein sollen, überzeugt nicht. Es ist durchaus zumutbar, dass innerhalb von 12 Monaten die alten HKN entweder selbst genutzt und entwertet werden oder aber verkauft werden, da der Markt für Schweizer Biogas seit Jahren short ist.

3.4 Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV)

2a. Kapitel: Gleitende Marktprämie

Art 30 a ter

Änderungsantrag

Folgen des Nichteinhaltens von Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen

Abs. 4:

Werden nach Ablauf der Frist weiterhin nicht sämtliche Anspruchsvoraussetzungen und Mindestanforderungen eingehalten, so entfällt der Anspruch auf die gleitende

Marktprämie mit Ablauf der Frist **und rückwirkend für die Dauer der Nichteinhaltung entsprechend Art. 30a ter Absatz 1.**

Art. 30a quater

Änderungsantrag

Ausschluss und Austritt aus dem System der gleitenden Marktprämie

...

² Ein Austritt aus dem System der gleitenden Marktprämie ist **nicht-nur** zulässig, **wenn die netto bezogenen Fördermittel bis zum Zeitpunkt des Austritts vollständig zurückbezahlt wurden. Ein Wiedereintritt ist nicht möglich.**

Begründung

Absatz 2 erscheint uns zu rigide, da insbesondere PV-Anlagen innerhalb der 20 Jahre zusammen mit den Gebäuden/Infrastrukturen verkauft werden können und die neuen Besitzer die Anlage zum Beispiel für ein PPA nutzen wollen. Werden die netto bezogenen Gelder in den Netzzuschlagfonds zurückbezahlt, spricht nichts gegen einen solchen Wechsel.

2. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen

In der gemeinsamen Erklärung nationaler Runder Tisch Wasserkraft wird betreffen Fördersysteme folgendes festgehalten:

“Der Runde Tisch empfiehlt, dass die zukünftige Förderung gemäss StromVG des Ausbaus der Wasserkraft die in der Evaluation der Begleitgruppe erarbeiteten Kriterien berücksichtigt: Das heisst, es sollen vor allem jene Anlagen zusätzlich gefördert werden, deren Biodiversitäts- und Landschaftseingriff pro zusätzliche GWh steuerbare Winterproduktion am geringsten ist.” Aus unserer Sicht ist zielführend, dies generell auf die Ausgestaltung künftiger Fördersysteme anzuwenden, gerade

vor dem Hintergrund des bereits sehr hohen Ausbaugrads der Wasserkraft und der damit einhergehend kumulativen Belastung der Gewässerökosysteme. Mit der Anpassung der EnFV und der Einführung der gleitenden Marktprämie bietet sich die Chance, erste wichtige Schritte in Richtung einer weniger biodiversitätsschädlichen Förderung im Bereich Wasserkraft zu machen. Ausserdem ist die Empfehlung im Erläuterungstext aufzunehmen und festzuhalten, dass zur Quantifizierung der Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft die im Rahmen der Begleitgruppe des nationalen Runden Tisch Wasserkraft erarbeiteten Kriterien beigezogen werden sollen.

Art 30b

Änderungsantrag

Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen

...

3 Der Vergütungssatz für eine Wasserkraftanlage beträgt höchstens:

- a. für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen: ~~30~~15 Rp./kWh;
- b. für erhebliche Erneuerungen: 10 Rp./kWh.

Begründung

Die Begründung für den tieferen Maximalsatz von 15 Rp/kWh liefert der Bundesrat im erläuternden Bericht. Es sollen keine unangemessen teuren Projekte gefördert werden. Es ist davon auszugehen, dass das System der gleitenden Marktprämie insbesondere für nicht steuerbare Wasserkraftanlagen interessant ist. Höchstwerte von 30 Rp./kWh würden demnach insbesondere Ausbau von nichtsteuerbarem Sommerstrom aus Wasserkraft unnötig begünstigen.

Art. 30b^{quater}

Änderungsantrag

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, **insbesondere die Winterstromversorgung stärken und deren Biodiversitäts- und Landschaftseingriff pro zusätzliche GWh steuerbarer Winterproduktion am geringsten sind** ~~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.

³ Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche um gleitende Marktprämie für Neuanlagen und Erweiterungen berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so werden Projekte zur Realisierung von Erneuerungen berücksichtigt. Dabei werden diejenigen Projekte zuerst berücksichtigt, **die insbesondere die Winterstromversorgung stärken und deren Biodiversitäts- und Landschaftseingriff pro zusätzliche GWh steuerbare Winterproduktion am geringsten sind.** ~~die voraussichtlich den tiefsten Vergütungssatz erhalten.~~

Begründung

Damit die geförderten Anlagen dem Zweck von Art 1 EnG (wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie) entsprechen, ist zentral, das Verhältnis von Eingriff zu

Beitrag zur Versorgungssicherheit bei der Mittelzuteilung zu berücksichtigen. In Anlehnung an die Empfehlungen des nationalen runden Tisches Wasserkraft sollen knappe Mittel deswegen vorrangig an Vorhaben vergeben werden, die einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgung im Winter leisten und gleichzeitig Eingriffe in Biodiversität und Landschaft minimieren. Das erhöht nicht zuletzt die Akzeptanz, beschleunigt den Ausbau und setzt die unterzeichneten Empfehlungen zur Förderung der vom Runden Tisch ausgewählten Anlagen, die in Art. 9a Abs 3 Strom VG bzw. Anhang 2 verankert wurden zumindest teilweise um. Zur Quantifizierung des Eingriffs auf Biodiversität und Landschaft empfehlen wir die im Rahmen der Projektbeurteilung des nationalen Runden Tisches erarbeitete Methodik beizuziehen.

Analog zu Artikel 30b^{quater} ist auch die Reihenfolge der Berücksichtigung bei den Investitionsbeiträgen für Wasserkraftanlagen am Verhältnis von Eingriff zum Beitrag zur Versorgungssicherheit auszurichten:

Kapitel 5 Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen

Art. 49 Abs 1: Reihenfolge der Berücksichtigung bei Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW

Änderungsantrag

¹ Massgebend für die Berücksichtigung eines Projekts, mit dem eine Wasserkraftanlage mit einer Leistung von höchstens 10 MW erstellt, erheblich erweitert oder erneuert werden soll, ist das Einreichdatum des Gesuchs. **Dabei werden diejenigen Projekte zuerst berücksichtigt, deren Biodiversitäts- und Landschaftseingriff pro zusätzliche GWh Winterproduktion am geringsten ist.**

Art. 52 Reihenfolge der Berücksichtigung bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW

Änderungsantrag:

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 die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zum Investitionsbeitrag aufweisen, **und deren Biodiversitäts- und Landschaftseingriff pro zusätzliche GWh steuerbare Winterproduktion am geringsten ist.** Bei Projekten, die durch bauliche Massnahmen zur Speicherung einer zusätzlichen Menge Energie führen können, wird diese Energiemenge zur Mehrproduktion dazugerechnet

⁵ Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche um Investitionsbeiträge für Neuanlagen und Erweiterungen berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so werden Projekte zur Realisierung von Erneuerungen berücksichtigt. Dabei werden diejenigen Projekte zuerst berücksichtigt, die die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zum Investitionsbeitrag aufweisen **und deren Biodiversitäts- und Landschaftseingriff pro zusätzliche GWh Winterproduktion am geringsten ist.**

3a. Kapitel: Projektierungsbeiträge

Art. 35a

Projektierungsbeiträge

Es ist zu begrüßen, dass der Projektierungsbeitrag für Wind und Geothermie auf 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten angehoben wird. Nicht nachvollziehbar ist hingegen, dass bei innovativen und daher oft aufwändigen PV-Anlagen mit einem vom Standard abweichenden

Erzeugungprofil (bspw. an Fassaden, Straßen- und Zugtrassen usw.) keine entsprechende Förderung gewährt wird. Diese werden derzeit mit ebenso grosser Zurückhaltung gebaut, wie dies bei der Begründung für die Erhöhung der Projektierungsbeiträge anderer erneuerbarer Technologien der Fall ist.

Nicht nachvollziehbar ist auch, weshalb die Projektierungsbeiträge für Wasserkraft generell auf das Maximum gesetzt werden. Das Ausbaupotential bei Wasserkraft ist gering, es ist dabei wichtig, dass die zu Verfügung stehenden Mittel in die Projekte fliessen, die einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und keine unverhältnismässige Beeinträchtigung der Biodiversität verursachen. Mit einer Festsetzung des Projektierungsbeitrag auf das gesetzlich vorgeschriebene Maximum wird die Möglichkeit zur gezielten Förderung auf Planungsstufe vom BFE aus der Hand gegeben.

Art.35a Abs.1

Änderungsantrag

Der Projektierungsbeitrag für erneuerbare Energieprojekte, ausgenommen Wasserkraftprojekte, beträgt 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten.

Begründung

Ein diverseres Portfolio an PV-Anlagen hilft dabei, ein ausgeglicheneres Erzeugungprofil zu erhalten, was insbesondere eine gleichmässiger Netzauslastung zur Folge haben kann. Innovative PV-Projekte können zudem spezifisch dazu beanreizt werden, einen im Vergleich zu herkömmlichen Anlagen höher Anteil Winterstrom aufzuweisen, was sich positiv auf die ganzjährige Versorgungssicherheit auswirkt.

Eine flexible Regelung des Projektierungsbeitrages für Wasserkraftwerke ermöglicht es, die Förderung bereits auf Planungsstufe so zu fokussieren, dass nur Projekte für Wasserkraftwerke die einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit (steuerbaren Winterstrom) leisten und keine unverhältnismässige Beeinträchtigung der Biodiversität verursachen, gefördert werden. Diese Fokussierung der Förderung entspricht auch der Prämisse des runden Tisches Wasserkraft.

Art. 35c Reihenfolge der Berücksichtigung

Änderungsantrag

2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichte Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte zuerst berücksichtigt, die voraussichtlich die grösste Mehrproduktion im Vergleich zum Investitionsbeitrag aufweisen, die insbesondere die Winterstromversorgung stärken und deren Biodiversitäts- und Landschaftseingriff pro zusätzlich produzierte GWh Strom am geringsten ist.

Begründung

Eine Priorisierung der Projektierungsbeiträgen ist zentral, damit der Ausbau der erneuerbaren Energie dem Ziel von Art. 1 EnG (wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie) entspricht. In Anlehnung an die Empfehlungen des nationalen runden Tisches Wasserkraft sollen deswegen Projektierungsbeiträge vorrangig an Vorhaben vergeben werden, die einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgung im Winter leisten und gleichzeitig Eingriffe in Biodiversität und Landschaft

minimieren. Das erhöht nicht zuletzt die Akzeptanz und beschleunigt den Ausbau. Zur Quantifizierung der Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft im Bereich Wasserkraft empfehlen wir die im Rahmen der Projektbeurteilung des nationalen Runden Tisches erarbeitete Kriterien beizuziehen.

Anhang 2.2 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

Änderungsantrag

Ziff 2 Inhalt des Gesuchs um einen Projektierungsbeitrag

b. Vorstudie, die das Vorhaben beschreibt und die Machbarkeit **unter Berücksichtigung allfälliger Schutzinteressen** aufzeigt.

n. die Beurteilung des Biodiversitäts- und Landschaftseingriffs sowie Verhältnis des Eingriffs pro zusätzlichem GWh produziertem Strom bzw. Winterstrom

Begründung

Mit der Ergänzung der Gesuchsunterlagen wird gewährleistet, dass Projekte, welche im Vorhinein aufgrund anderer Schutzinteressen äusserst kritisch oder unzulässig sind, nicht von Projektierungsbeiträgen profitieren. Zudem werden diese Informationen benötigt für die Reihung der Projekte.

Anhang 2.1: Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Ziff. 2.7: Wir begrüßen die Erhöhung der Neigungswinkelboni da diese einen Anreiz für mehr Anlagen an Fassaden schaffen. Dieser sollte bereits ab 60° Neigung gewährt werden. So geneigte Module sind im Winter optimal ausgenützt und es müssen gemäss SIA-Norm 261 keine zusätzlichen Schneelasten berücksichtigt werden.

Wir begrüßen auch den Parkflächenbonus. Allerdings sollte in den Erläuterungen erwähnt werden, dass dieser Bonus nicht als Anreiz für die zusätzliche Erstellung von neuen Parkflächen und auch nicht als Grund für den Fortbestand bestehender Parkflächen gelten soll (beispielsweise wenn diese ansonsten begrünt würden).

Ziff. 2.8: Die Begrenzung der Förderung für integrierte Anlagen von maximal 100 kW ist angesichts der hohen Akzeptanz solcher Anlagen unnötig. Diese Begrenzung ist aufzuheben.

3.5 Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Art. 4a: Erhöhung der erweiterten Eigenproduktion korrespondierend mit Ausbauzielen

Änderungsantrag

3 Mindestens folgender Anteil der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird, muss aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland stammen: **40 Prozent (2025), 50 Prozent (2030), 55 Prozent (2035)**. Ist dieser Mindestanteil nicht bereits mit dem nach Absatz 1 gebotenen Absatz der erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung erreicht und schliessen die Verteilnetzbetreiber deshalb zur Erreichung dieses Mindestanteils Bezugsverträge ab, so müssen diese eine Laufzeit von mindestens **fünf** Jahren haben.

Begründung

Wir fordern, dass der Spielraum, welcher das StromVG für die erweiterte Eigenproduktion vorsieht, genutzt wird, um PPAs als einen sicheren und planbaren alternative Finanzierungsmechanismus zu etablieren. Dies kann erreicht werden, indem der Anteil einheimischer erneuerbarer Energien in der erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung korrespondierend mit den 5-Jahres-Zubau zielen schrittweise erhöht wird. So würde ein Anreiz geschaffen, dass sich der Anteil von den derzeit vorgeschlagenen 20% laufend erhöht. So können Anlagenbetreiber ihren Absatz langfristig planbar absichern. Gleichzeitig schafft die Erhöhung des Anteils vorhersehbare Anreize für den Abschluss von neuen PPAs und somit Investitionssicherheit.

Art. 8e-8i: Datenplattform

Mit der Pflicht, intelligente Zähler einzubauen, ohne zu spezifizieren, was damit gemacht werden soll, hat die letzte EnG-Revision Handlungsbedarf hinterlassen. Die Datenplattform könnte nun ein Instrument werden, um die theoretische Intelligenz auch zu nutzen. Dies bedeutet, dass Netzbetreiber, Verbraucher und Anbieter von Effizienz- und Speicherlösungen weitgehenden und einfachen Zugriff auf die Plattform brauchen. Als Nebenprodukt soll die Plattform auch sicherstellen, dass die tatsächliche Stromproduktion und der Stromverbrauch künftig wieder erfassbar werden. Kraftwerke, Wärmepumpen, Ladestationen, Speicher und andere relevante flexibel einsetzbare Verbraucher sollen flächendeckend erfasst werden. Die Verordnung und die sicherlich nötigen Revisionen sollen sich an diesen Oberzielen orientieren.

Art 18a Netznutzungstarife der Niederspannungsebene

Änderungsantrag

Absatz 2bis (neu): Den Basiskunden ist Tarifmodell Abs.2 Bst a) immer anzubieten.

Begründung

Absatz 2 beschreibt die Optionen des Netzbetreibers, sagt aber nicht welche Tarifmodelle den Basiskunden angeboten werden müssen. Basiskunden ohne elektrische Heizung und Warmwasser oder Ladestation haben heute kaum Möglichkeiten auf dynamische Preise zu reagieren, weshalb

Optionen 2b und 2c nicht attraktiv/sinnvoll sind. Deshalb soll Option 2a verpflichtend angeboten werden und 2b und 2c optional.

Art. 19d Inanspruchnahme von garantierten Flexibilitätsnutzungen

Änderungsantrag

⁶Die Nutzung von Flexibilität wird für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz garantiert. Der Umfang dieser Garantie ist auf **30 Prozent der Nominalleistung der Solarmodule oder auf einen** Höchstanteil von 3 Prozent der durch die Anlage jährlich produzierten Energie beschränkt.

Begründung

Wir begrüßen die Möglichkeit, dass VNB die eingespeiste Leistung im Bedarfsfall abregeln dürfen. Dies ist eine vorausschauende Massnahme, die nachweislich zu einem verminderten Netzausbaubedarf beitragen kann. Die Regelung sollte aber nicht dazu führen, dass VNB pauschal 3% der Jahresproduktion unentgeltlich abregeln dürfen, ohne bei Endverbrauchern entsprechende Flexibilitätsmöglichkeiten als Option aufzuführen, seien dies Beteiligungen an Grossspeichern oder Möglichkeiten für temporäre Steigerung des Eigenverbrauchs bei Endverbrauchern. Daher fordern wir, gerade im Hinblick darauf, dass die Regelung nicht zu einer de-facto Kürzung der Einspeisevergütung führt, dass zwar die Einspeisung im Bedarfsfall auf 70% reduziert, aber gleichzeitig höhere Abnahmevergütung als Kompensation anbietet. Elektra Jegenstorf bietet bereits ein [entsprechendes Modell](#) an, welches als Vorbild dienen könnte.

Damit wird einerseits eine fixe Begrenzung der Einspeisung der Modul-Leistung erlaubt, als auch eine Begrenzung über die Wechselrichter-Parametrisierung die auch ohne Steuergeräte über den jeweiligen Verteilnetzbetreiber erfolgen kann.

Art. 7b Abs. 2:

- a) es sollten drei Jahre auf der Stromrechnung abgebildet sein, nicht nur eines, das wäre zu wenig aussagekräftig.
- c) Möglichkeiten zur Identifikation und Realisierung von Einsparpotenzialen (wenn nur ein Verweis auf PERLAS oder eine lokale Energieberatung dort steht, ist das zu wenig konkret für die meisten Leute)

3c. Abschnitt: Lokale Elektrizitätsgemeinschaften

Art. 19e Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

Änderungsantrag

1 Eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft kann gebildet werden, wenn die Leistung der Erzeugungsanlagen, die in die Gemeinschaft eingebracht werden, mindestens **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 zurückgespielen werden. Ein lokaler LEG-Verbrauch wird verhindert und es besteht kein Anreiz, in grössere Anlagen zu investieren.

Für eine praktikable Umsetzung müssen zudem folgende Voraussetzungen erfüllt sein (Aufführen in den Erläuterungen, oder weitere Bestimmungen in der Verordnung):

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 bei 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. 19h Reduktion des Netznutzungstarifs

Änderungsantrag

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~~ **60** Prozent ihres Standardtarifs **auf Netzebene 7 und ~~15~~ 40 Prozent auf Netzebene 5** (Art. 18 Abs. 3 StromVV).

3 Kann die selbst erzeugte Elektrizität aus netztopologischen Gründen und aufgrund der Anschlusssituation 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 **40** Prozent.

Begründung

Die vorgeschlagenen Abschläge der Netznutzungstarifes bieten zu geringe Anreize, um eine LEG zu bilden. Die Abschläge sollten der Grössenordnung der parlamentarischen Debatte entsprechen wie in unserem Änderungsantrag abgebildet. LEGs bieten Anreize, dass der Strom dann und dort verbraucht wird, wenn und wo er auch produziert wird. Dies entlastet das Netz und sollte auch entsprechend honoriert werden. LEGs, die netzdienlich betrieben werden können, haben voraussichtlich leicht höhere Systemkosten, optimieren dafür aber das System und können somit auch wichtige Flexibilität bereitstellen. Bei einem zu kleinem Netzabschlag bestünde die Gefahr, dass ausschliesslich pro-forma LEGs gebildet werden, bei denen einzig die Abrechnungsmethodik angepasst wird, aber ansonsten keine netzdienlichen Vorteile auftreten würden.

^[1] <https://energiewende2035.umweltallianz.ch/>

^[2] «Aus verhaltensökonomischen Überlegungen soll mit dem neuen Buchstaben d zudem – insbesondere bei den Energieetiketten für Personenwagen – die Möglichkeit geschaffen werden, den Kundinnen und Kunden beispielsweise aufzuzeigen, welchen finanziellen Unterschied der Kauf eines Fahrzeugs aus einer tiefen Kategorie gegenüber einem durchschnittlichen Fahrzeug der Kategorie A ausmacht.»

^[3] <https://photovoltaik.org/photovoltaikanlagen/solarmodule/degradation-von-solarmodulen>