



Luzern, 15.05.2020

Kontakt Michael Beer
Direktwahl 041 249 50 52
E-Mail Michael.Beer@ckw.ch

CKW • Postfach • 6002 Luzern

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und
erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

E-Mail: EnG@bfe.admin.ch

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin,
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Schaffung eines förderlichen Investitionsklimas und stabiler Rahmenbedingungen für die Stromproduktion aus inländischen Erneuerbaren ist für CKW ein wichtiges Anliegen. Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Energiegesetzes (EnG) Stellung zu nehmen. CKW ist als Energieproduzentin, als Verteilnetzbetreiberin und als Energiedienstleisterin von den vorgeschlagenen Änderungen direkt betroffen.

Wir haben bei der Prüfung des vorliegenden Gesetzesentwurfs intensiv mit den anderen Gesellschaften der Axpo Gruppe zusammengearbeitet. Unsere detaillierten Anpassungsvorschläge und Argumente sind in die Stellungnahme der Axpo Holding eingeflossen, die wir in allen Punkten teilen und auf die wir hiermit gerne verweisen.

Im Folgenden seien die aus Sicht CKW besonders wichtigen Aspekte kurz zusammengefasst.

Grundsätzliches

- CKW unterstützt die Absicht des Bundesrats, **zusätzliche Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien** zu schaffen. Ein massgeblicher Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Inland wird im bestehenden Marktumfeld und Regulierungsrahmen sonst nicht stattfinden, ist aber für die langfristige Versorgungssicherheit wichtig.
- CKW begrüsst weiter, dass der Bundesrat eine **möglichst marktnahe Ausgestaltung der Förderinstrumente** anstrebt. Zentral für eine wettbewerbliche Marktordnung sind folgende Elemente:
 - Die Vergabe von Fördermitteln mittels **Auktionen** sorgt für eine effiziente Erreichung der Ausbauziele.
 - Das Prinzip der **Direktvermarktung** setzt Anreize für einen optimalen Kraftwerkseinsatz.

- Der **vollständig liberalisierte Strommarkt** schafft gleich lange Spiesse für alle Marktteilnehmer und Raum für innovative Stromprodukte für Endverbraucher und Prosumer, gerade im Bereich der erneuerbaren Energien.

Fördermodell für den Zubau von Erneuerbaren

- Für **Kleinanlagen**, welche meist nur in einem beschränkten Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt sind, erachtet CKW das Instrument der **Investitionsbeiträge** bzw. **Einmalvergütungen** als weiterhin geeignet und unterstützt den Bundesrat in seiner Absicht, diese Instrumente bis 2035 zu verlängern.
- Für **Grossanlagen sämtlicher Technologien** bevorzugt CKW hingegen die **Ausschreibung von gleitenden Marktprämien**. Dieses Instrument, welches auch im benachbarten Ausland zum Einsatz kommt, sorgt für eine Aufteilung des langfristigen Marktpreisrisikos zwischen Investoren und Endverbrauchern. Dadurch erhöht sich – getrieben durch tiefere Renditeerwartungen der Investoren – die Fördereffizienz bzw. senkt sich der Mittelbedarf (mehr produzierte kWh pro Förderfranken).
- Gleitende Marktprämien ermöglichen zudem einfach eine spezifische Beanreizung der für die Versorgungssicherheit besonders wichtigen **Winterproduktion** sowie einen fairen Miteinbezug von Anlagen mit Eigenverbrauch. Sie verhindern zudem, dass Investoren im Falle unerwartet steigender Marktpreise doppelt und übermässig profitieren.

Lösung für die Erneuerung der Grosswasserkraft

- Nicht einverstanden ist CKW mit der Einschätzung des Bundesrats, dass **Erneuerungen grosser Wasserkraftwerke** unabhängig von der Marktsituation aus rein ökonomischem Interesse in jedem Fall getätigt werden. Bei fehlender langfristiger Wirtschaftlichkeit werden höchstens **Notreparaturen** ausgeführt und gegebenenfalls wird auf eine Neukonzessionierung verzichtet. Es wird dabei eine **tiefere Verfügbarkeit** der Kraftwerke in Kauf genommen, was letztlich der Versorgungssicherheit zuwiderläuft.
- Wir schlagen deshalb die Schaffung einer **Risikogarantie** vor, welche für Erneuerungsinvestitionen bei mehrjährig fehlender Wirtschaftlichkeit einen bedingten und volumenmässig beschränkten Risikoausgleich ermöglicht.

Marktnahe Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht

- Die in Art. 15 EnG festgehaltene Abnahme- und Vergütungspflicht der Verteilnetzbetreiber ist für Kleinproduzenten von grosser Bedeutung und sollte daher gut auf das (neue) Fördermodell abgestimmt werden. Die **heutige Situation** mit regional höchst unterschiedlichen Vergütungssätzen ist **unbefriedigend** und verhindert Planungssicherheit für Investoren. Es ist zudem falsch zu erwarten, dass die Verteilnetzbetreiber aus eigenen Mitteln die dezentrale Produktion subventionieren.
- CKW begrüsst die Absicht des Bundesrats, die **Vergütung** im Rahmen der Abnahmepflicht **strikt am Marktpreis auszurichten**. Damit wird nicht ausgeschlossen, dass einzelne Käufer im freien Markt auch mehr bezahlen dürfen, etwa im Rahmen von Quartierstrom-Märkten und Energiegemeinschaften.

- Ohnehin sollte die **Direktvermarktung** die Regel und die Pflichtabnahme eine Ausnahme für Kleinanlagen sein. Zudem sollte sie vom lokalen Verteilnetzbetreiber entkoppelt und an eine zentrale Stelle delegiert werden.
- Schliesslich sollte die Pflichtabnahme der Energie bei Photovoltaikanlagen entschädigungslos erfolgen, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt **70 Prozent der installierten Pannelleistung** überschreitet. Dies schafft einen ökonomischen Anreiz für lokale Verbrauchssteuerung (Peak-Shaving) und verhindert einen übermässigen, kostenintensiven Netzausbau.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen für eine vertiefte Diskussion jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Martin Schwab
CEO



Dr. Michael Beer
Senior Manager Regulatory & Public Affairs

Axpo Holding AG, Parkstrasse 23, 5401 Baden, Switzerland

A-Post

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz
und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung
3003 Bern

Ihr Kontakt Thomas Porchet, Leiter Energiepolitik Schweiz
E-Mail thomas.porchet@axpo.com
Direktwahl +41 56 200 31 45
Datum 28. April 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023), Vernehmlassung: Stellungnahme Axpo Holding AG

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zum Entwurf des revidierten Energiegesetzes (E-EnG) und zu den für die Zeit ab 2023 vorgesehenen Fördermassnahmen Stellung nehmen zu können. Gleichzeitig nehmen wir auch die Gelegenheit wahr, uns im Folgenden zu einzelnen, die Wirtschaftlichkeit der inländischen Stromproduktion betreffenden Eckpunkten der Revision des StromVG zu äussern.

Allgemeine Bemerkungen

Die Axpo Gruppe produziert, handelt und vertreibt Energie zuverlässig für über 3 Millionen Menschen und mehrere tausend Unternehmen in der Schweiz und in über 30 Ländern Europas. Zur Axpo Gruppe gehören die Axpo Holding AG mit ihren Töchtern Axpo Power AG, Axpo Solutions AG, Avectris AG sowie Centralschweizerische Kraftwerke AG. Axpo ist zu 100% im Eigentum der Nordostschweizer Kantone und Kantonswerke.

Als grösste Schweizer Produzentin von erneuerbarer Energie erzeugen wir rund 11 TWh Strom aus Wasserkraft und neuen Energien. Mit unseren Tochtergesellschaften Urbasolar und Volkswind sind wir in Europa führend bei Entwicklung, Realisierung, Betrieb und Vermarktung grosser PV- und Windkraftanlagen. An der Staumauer des Muttesees auf 2500 m ü. M. in den Glarner Alpen realisieren wir zudem in einem Pionierprojekt die höchste alpine Solar-Grossanlage. Sie wird voraussichtlich 2021 in Betrieb gehen und nicht nur einen Beitrag zur Stromversorgung im Winterhalbjahr, sondern auch wichtige Daten und Erfahrungswerte für die Forschung liefern.

Axpo begrüsst die Absicht des Bundesrats, mit einer Revision des Energiegesetzes langfristig verlässliche Rahmenbedingungen für den Zubau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz zu schaffen. Die gegenwärtigen Rahmenbedingungen werden nicht ausreichend Anreize für den Bau zusätzlicher Produktionskapazitäten im Inland setzen. Vielmehr fliessen Investitionen heute in jene Länder,

wo die Politik bereits ein förderliches Investitionsklima geschaffen hat. Zur Stärkung der künftigen Versorgungssicherheit sollte die Schweiz einen vergleichbaren regulatorischen Rahmen schaffen.

Investitionen insbesondere in Grossanlagen in der Schweiz scheitern heute hauptsächlich daran, dass die zu erwartenden **Markterlöse mit hohen Unsicherheiten** verbunden sind. Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass auf dem Grosshandelsmarkt auch länger andauernde Tiefpreisphasen vorkommen können. Der geförderte Zubau von Kraftwerken mit tiefen variablen Kosten (insb. PV und Wind) in vielen Ländern Zentral- und Westeuropas wird das zukünftige Risiko sinkender Grosshandelspreise massgeblich erhöhen. Dargebotsabhängige, nicht-steuerbare erneuerbare Technologien sind zusätzlich von einem Kannibalisierungseffekt betroffen: Die gleichzeitige Einspeisung führt zu einem Preiszerfall in den Stunden, in denen sie produzieren können. Investitionen in neue Kraftwerke, welche auf mehrere Jahrzehnte hinaus getätigt werden, unterliegen also einem grossen **Marktpreisrisiko**. Diesem Umstand müssen die neuen Fördermassnahmen Rechnung tragen.

Investitionsbeiträge können zwar, wenn sie genügend hoch sind, den gewünschten Zubau herbeiführen. Da die Investoren dabei aber das volle Marktpreisrisiko tragen müssen, sind sie gezwungen, entsprechende Risikoprämien in ihre Kalkulationen aufzunehmen. Dies senkt die Fördereffizienz und führt zu einem höheren Bedarf an Fördermitteln.¹ Die im erläuternden Bericht auf S. 13 angeführten Beispiele, welche den Investitionsbeiträgen eine besonders hohe Fördereffizienz attestieren, sind unseres Erachtens irreführend.²

Ausschreibungsbasierte gleitende Marktprämien für Grossanlagen

Vorzuziehen ist deshalb **für Grossanlagen aller Technologien** ein Finanzierungsregime, in welchem sich Investoren und Endverbraucher (mittels Netzzuschlag) das Marktpreisrisiko aufteilen. Dabei sollen alle Anreize so gesetzt werden, dass die Anlagen kurzfristig optimal am Markt eingesetzt werden können. Die Kombination aus **Direktvermarktung und gleitender Marktprämie** (auch als Einspeiseprämie bezeichnet), wie sie das bestehende Einspeisevergütungssystem kennt, leistet genau dies.

Das System sollte allerdings so angepasst werden, dass die massgeblichen **Vergütungssätze** nicht mehr administrativ basierend auf einer Schätzung der Gestehungskosten, sondern **grundsätzlich über wettbewerbliche Ausschreibungen festgelegt** werden, und zwar für alle Technologien. Der Wettbewerb verhindert eine Überförderung und führt dazu, dass die Investoren einen Teil des Marktpreisrisikos auf sich nehmen, um den Zuschlag zu erhalten.³ Auch werden durch die Ausschreibung zunächst die effizientesten Anlagen realisiert, es entsteht keine Warteliste und der administrative Aufwand wird insgesamt wesentlich kleiner. Im Gegensatz zum bestehenden Einspeisevergütungssystem führt dieses wettbewerbliche Element zu einem marktlichen Finanzierungsinstrument, wie dies der geltende Artikel 30 Absatz 5 EnG für die Unterstützung der Grosswasserkraft fordert.

Ein System mit ausschreibungsbasierten gleitenden Marktprämien wird unter anderem **in Frankreich und Deutschland erfolgreich angewandt**. Demgegenüber gibt es zu Ausschreibungen von Investitionsbeiträgen, wie sie der Bundesrat vorschlägt, unseres Wissens kaum internationale Erfahrungen.

¹ Exemplarisches Rechenbeispiel (PV-Anlage): Investitionskosten: 1000 CHF/kW, Investitionshorizont: 20 Jahre, Marktpreis Baseload: gleichbleibend 5 Rp./kWh, Marktwertfaktor: 0.9, Volllaststunden: 950. Kalkulationszinssatz mit Risikozuschlag: 7%. Damit ein Investor bei diesen Voraussetzungen in eine Solaranlage investiert, ist ein Investitionsbeitrag von 547 CHF/kW nötig. Nimmt man an, dass der Investor aufgrund der Marktrisikoteilung einer gleitenden Marktprämie den Risikozuschlag um 2 Prozentpunkte senkt, reduziert sich der Förderbedarf um CHF 80/kW auf 467 CHF/kW. Die Förderkosten einer gleitenden Marktprämie fallen also rund 15 Prozent tiefer aus, als bei einem Investitionsbeitrag.

² Im ersten Beispiel (30-kW-PV-Anlage) werden administrativ festgelegte Fördersätze zweier Länder verglichen, die auf unterschiedlichen Grundlagen und Annahmen festgesetzt wurden. Ausserdem muss die Anlage in Deutschland ohne die in der Schweiz möglichen Kostenminderungen durch den Eigenverbrauch auskommen. Beim zweiten Beispiel (1-MW-Anlage) wird ein erwartetes Auktionsergebnis mit einer historisch administrativ festgelegten Einspeisevergütung verglichen. Beide Beispiele lassen keine Aussage über die Fördereffizienz zu.

³ Damit dies tatsächlich geschieht, muss den Investoren die Option gelassen werden, im Falle höherer Marktpreise Erlöse zu erzielen, die über den Vergütungssatz hinausgehen. Auf eine Rückvergütung an den Netzzuschlagsfonds, wie sie heute in Art. 21 Abs. 5 EnG vorgeschrieben ist (sog. Contract for Difference), sollte bei ausschreibungsbasierten Vergütungssätzen verzichtet werden.

Ausschreibungsbasierte gleitende Marktprämien weisen gegenüber Investitionsbeiträgen zusätzlich folgende Vorteile auf:

- Massgeblich für die Höhe der Förderung ist nicht die Marktpreiserwartung zum Zeitpunkt der Investition, sondern der effektive Marktpreisverlauf während der Förderdauer. **Steigt der Marktpreis** etwa aufgrund steigender Nachfrage, CO₂- oder Brennstoffpreise höher als ursprünglich erwartet an, so **reduzieren sich unmittelbar die Förderkosten**. Die gegenläufige Bewegung von Marktpreis und Förderkosten sorgt ferner dafür, dass sich die **finanzielle Gesamtbelastung der Endverbraucher langfristig stabilisiert**.
- Die Stärkung der Versorgungssicherheit ist ein erklärtes Ziel der Revision EnG. Durch eine gleitende Marktprämie ist es einfach möglich, die besonders wichtige Produktion im **Winterhalbjahr zu beanreizen**. Dies kann dadurch geschehen, dass der Vergütungssatz ausgehend vom wettbewerblich ermittelten Gebotspreis in Wintermonaten um einen bestimmten, bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung vorgegebenen Faktor (Anreizfaktor) höher und in Sommermonaten entsprechend tiefer festgelegt wird. Der Investor hat so für Optimierungen der Winterproduktion mehr Planungssicherheit, als wenn er auf die saisonalen Marktpreisdifferenzen vertrauen muss (siehe nachfolgendes Beispiel).
- Die Ausschreibungen können grundsätzlich **technologieübergreifend** stattfinden, da nicht die installierte Leistung pro Kilowatt, sondern die tatsächliche Energieproduktion pro Kilowattstunde entschädigt wird. Die von Technologie zu Technologie stark variierenden Nutzungsmöglichkeiten der installierten Kapazitäten (Volllaststunden) spielen dann keine Rolle. Gleichzeitig erlaubt das Modell aber auch differenzierte Ausschreibungen nach Kategorien, wie dies der Bundesrat für die Investitionsbeiträge vorsieht (vgl. Art. 29 Abs. 3 Bst. h E-EnG).
- Um im Auktionsregime **für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch gleiche Voraussetzungen** zu schaffen, besteht die Möglichkeit, die gleitende Marktprämie periodengerecht um jenen Betrag zu kürzen, der den vermiedenen Netznutzungskosten und Abgaben aus dem Eigenverbrauch entspricht. In einem Regime mit Investitionsbeiträgen ist eine Korrektur demgegenüber höchstens a priori auf der Basis des geschätzten künftigen Eigenverbrauchs und der damit verbundenen geschätzten Kostensenkungen möglich. Der Eigenverbrauchsanteil einer Anlage kann sich aber während der Betriebsdauer massgeblich ändern, etwa mittels nachträglicher Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV). Dies zu überwachen und ggf. nachträglich einen Teil des Investitionsbeitrages zurückzufordern, wäre schwierig.

Der **administrative Aufwand** für den Bund **beschränkt** sich auf die Organisation der Auktionen, die Überwachung der Projektfortschritte während der Bauphase und die nachträgliche Abrechnung der gleitenden Marktprämien anhand der gemessenen Produktionsmengen. In einem System mit Investitionsbeiträgen, wie es der Bundesrat vorschlägt, kommen aufwändige Gesuchsprüfungen und Kontrollen zur Einhaltung allfälliger Auflagen während des Betriebs (z. B. zum Eigenverbrauchsanteil) hinzu.

Exemplarische Darstellung der möglichen Ausgestaltung mit Beanreizung der Winterproduktion

Phase 1: Ausschreibung (vor dem Bau)

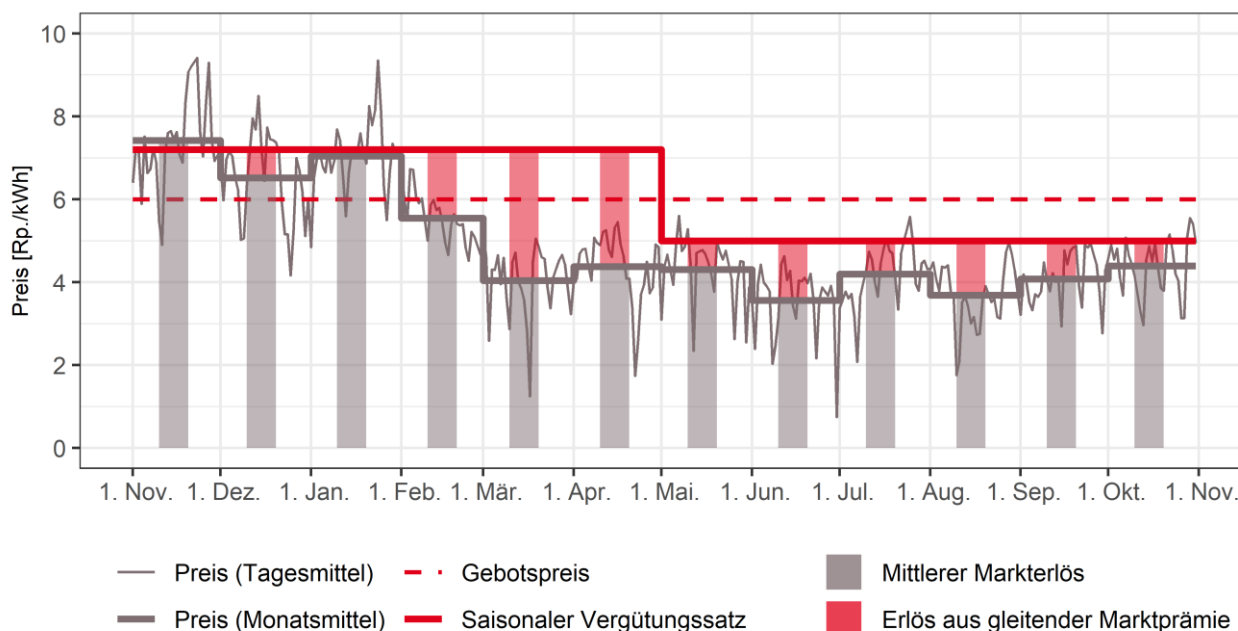
- Der Bund organisiert in periodischen Abständen (z. B. alle 2 Jahre) Ausschreibungen für ein entsprechendes Zubauziel an Jahresproduktion (GWh pro Jahr).
- Der Investor bietet die erwartete Jahresproduktion (GWh) seiner Anlage zu einem Gebotspreis von x Rp./kWh in der Ausschreibung.⁴
- Die Anlagen mit den tiefsten Gebotspreisen erhalten den Zuschlag und sind zum Bau der Anlage innerhalb einer zeitlichen Frist⁵ verpflichtet. Die Zuschlagsmenge richtet sich nach dem jährlichen Zubauziel.

⁴ Voraussetzungen zur Gebotsabgabe noch im Detail zu definieren: Keine «Verstopfung» der Warteliste durch unrealistische Projekte. Gleichzeitig braucht es Investitionssicherheit für Planungskosten.

⁵ Frist ggf. je nach Technologie angemessen festzulegen, Berücksichtigung von möglichen Verzögerungen im Bewilligungsverfahren nötig.

Phase 2: Betrieb

Nach Inbetriebnahme erhält der Betreiber während der Förderdauer eine Prämie je eingespeister Kilowattstunde. Sie entspricht der (positiven) Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis (z. B. Swissix-Monatsmittel). Der Vergütungssatz entspricht dem in Phase 1 verwendeten Gebotspreis, wobei dieser mit einem Anreizfaktor versehen werden kann, um Winterproduktion zu beanreizen (saisonaler Vergütungssatz).



Beispiel: Monatliche gleitende Marktprämie bei einem Gebotspreis von $x = 6$ Rp./kWh. Um Anreize für Anlagen mit Winterproduktion zu setzen, wird ein Anreizfaktor so definiert, dass der jeweils geltende saisonale Vergütungssatz (rote Linie) im Winter höher ist als im Sommer. Bei einem Anreizfaktor von beispielsweise 1.2 beträgt der Referenzpreis im Winter⁶ somit 7.2 Rp./kWh ($= 6 \times 1.2$), im Sommer hingegen lediglich 5 Rp./kWh ($= 6 / 1.2$). Die gleitende Marktprämie (rote Säule) entspricht der Differenz zwischen dem saisonalen Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis (hier Monatsmittel, graue Linie).

Investitionsbeiträge und einheitliche marktpreisbasierte Rückliefervergütungen für Kleinanlagen

Kleinanlagen sind in den meisten Fällen mit einem massgeblichen Anteil Eigenverbrauch verbunden. Sie sind somit üblicherweise in einem **viel geringeren Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt** als Grossanlagen. Hinzu kommt, dass bei privaten Haushalten im Gegensatz zu professionellen Investoren oft auch andere als ökonomische Überlegungen eine Rolle spielen.

Eine **Förderung über Investitionsbeiträge/Einmalvergütungen** ist daher für Kleinanlagen weiterhin angebracht. Gewisse Unschärfen, die das System der Investitionsbeiträge mit sich bringt (etwa eine mögliche leichte Unter- oder Überförderung), sind vertretbar. Dafür sind Kleinanlagen von der Teilnahme an Ausschreibungen befreit. Gerade das Instrument der Einmalvergütung für kleine PV-Anlagen (KLEIV) ist gut etabliert und sollte unverändert weitergeführt werden.

Es ist ferner weiterhin angebracht, dass **Kleinproduzenten Anrecht auf eine gesicherte Abnahme und Vergütung ihrer Rücklieferungen** haben. Die **Pflichtvergütung** sollte aber schweizweit einheitlich **zum**

⁶ Winter definiert als Nov–Apr. Einbezug des Monats April, um zusätzliche Verknappung von Speicherseeinhalten im Frühjahr unmittelbar vor Einsetzen der Schneeschmelze zu vermeiden.

Marktpreis erfolgen.⁷ Zudem sollte die Pflichtabnahme und -vergütung durch eine zentrale Abnahmestelle erfolgen. Der Verteilnetzbetreiber kann diese Pflicht nur dann sinnvoll wahrnehmen, wenn er auch Grundversorger bleibt. Die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte für die Abnahme- und Vergütungspflicht (3 MW oder 5000 MWh/a) sind mit der Direktvermarktungspflicht im Einspeisevergütungssystem bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien in Einklang zu bringen, d. h. tendenziell zu senken. Diese Anpassungen betreffen das EnG und insgesamt das Thema Förderung von erneuerbarer Energie. Sie sollten deshalb im Rahmen der vorliegenden Revision EnG und nicht wie angedacht mit der Revision StromVG erfolgen.

Die **Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen** sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungs-basierte gleitende Marktprämien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren.

Artikel 9 StromVG ist kein primäres Förderinstrument

Die gemäss Faktenblatt Revision StromVG geplante Anpassung von Art. 9 StromVG ist zu begrüßen. Der Katalog möglicher Massnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit wird damit erweitert. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass dieser Artikel nicht geeignet ist, um Ausbauziele zu erreichen, deren Notwendigkeit schon heute feststeht. Für die Erreichung der **Ausbauziele gemäss Art. 2 EnG** sowie die Sicherung von **genügend inländischer Winterproduktion** sind in erster Linie **Massnahmen im EnG** in der laufenden Revision festzulegen. Wir empfehlen hierzu eine saisonale Abstufung des Vergütungssatzes, wie wir dies weiter oben skizziert haben.

Darüber hinaus sind die Förderinstrumente so auszugestalten, dass die Erreichung der gesetzlich verkündeten, neu für verbindlich erklärten Ziele erwartet werden darf. Konzeptionell dienen die zusätzlichen Massnahmen für den Ausbau inländischer erneuerbarer Energie nach Art. 9 StromVG nur der Begegnung von unerwarteten Entwicklungen. Dies ergibt sich schon daraus, dass diese Massnahmen dann einem hohen zeitlichen Druck unterliegen werden.

Risikogarantie für Erneuerungen von Grosswasserkraftanlagen

Die Vernehmlassungsvorlage sieht neu gar **keine Unterstützung und Anreize für Erneuerungsinvestitionen bei Grosswasserkraftanlagen über 5 MW** mehr vor. Dieser Entscheid ist nicht nachvollziehbar und läuft den energiepolitischen Zielen zuwider. Die Erhaltung der bestehenden Grosswasserkraftwerke ist für die Versorgungssicherheit und das Erreichen der im EnG festgelegten, verbindlichen Ziele für die Wasserkraft gleich entscheidend wie der Zubau zusätzlicher Produktionskapazitäten. Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt.

- **Bei fehlender Rentabilität** und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen **nur Notreparaturen** vorgenommen. Bei tiefen Marktpreisen ist dies die betriebswirtschaftlich optimale Strategie, auch wenn dabei die Zunahme von ungeplanten Ausfällen bewusst in Kauf genommen werden muss. Dies ist aber nicht die gesamtwirtschaftlich optimale Strategie und geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.
- Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige **Neukonzessionierungen nicht erfolgen** werden. Sie sind meist mit Erneuerungsinvestitionen verbunden, deren Amortisierung für die Betreiber höchst ungewiss ist. Die Umsetzung der Vorgaben nach GSchG wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind in Frage gestellt.

⁷ Selbstverständlich wird dadurch nicht ausgeschlossen, dass einzelne Käufer im freien Markt auch mehr bezahlen dürfen, etwa im Rahmen von Quartierstrom-Märkten und Energiegemeinschaften.

Um diesen Entwicklungen vorzubeugen, ist es wichtig, mindestens **für eine gewisse finanzielle Absicherung von Erneuerungsinvestitionen in Grosswasserkraftanlagen zu sorgen**. Es braucht dazu nicht wie für den Ausbau von neuen Produktionskapazitäten gleitende Marktprämien oder Investitionsbeiträge, sondern es genügt, gewisse Anreize durch eine ex post greifende Garantie für spezifische Risiken zu setzen. Dies betrifft Risiken, die eine Investition aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen verhindern würden.

Das **Hauptrisiko** von Grosswasserkraftbetreibern, das sie selbst langfristig nicht mitigieren können, ist das **Marktpreisrisiko**. Bei länger währenden tiefen Preisen können Erneuerungsinvestitionen nicht amortisiert werden und werden unterlassen. Wir schlagen deshalb ein Modell vor, das die Betreiber teilweise gegen länger währende tiefe Marktpreise in Europa absichert. Hauptidee ist eine **mehrmalige ex post Betrachtung über den Zeitraum von 20 Jahren**. Die Garantiesumme ist dabei auf die Erneuerungsinvestition begrenzt. Konkret sollen Betreiber nach einer wesentlichen Erneuerungsinvestition auf Antrag jeweils nach 5, 10, 15 und 20 Jahren einen prozentualen Anteil der Investitionskosten entschädigt erhalten, falls die durchschnittlichen Marktpreise der je vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Dem Modell liegt damit die Idee eines **rückwirkenden Marktrisikoausgleichs** anstelle einer Förderung zugrunde. Beiträge werden nur dann geleistet, wenn ein langfristiges Risiko eingetroffen ist. Ausgeglichen werden nur länger währende, tiefe Marktpreise. Es wird jeweils rückblickend ein Zeitraum von fünf Jahren betrachtet. Kurzfristige Marktpreisturbulenzen oder -baisse sind damit explizit nicht abgesichert. Durch die längeren Zeiträume wird der administrative Aufwand verringert. Anders als bei der heutigen Marktprämie ist nicht die gesamte Produktion eines unrentablen Kraftwerkes Gegenstand dieser Massnahme, sondern ausschliesslich die wesentliche Erneuerungsinvestition. Dadurch werden die Beiträge deutlich tiefer ausfallen als unter dem auslaufenden Regime der Marktprämie. Die Rentabilität kann gemäss dem für die Marktprämie entwickelten Modell berechnet werden und so auf bestehende, bewährte Rechnungsmodelle zurückgreifen.

Für die **konkrete Ausgestaltung** des Modells schlagen wir vor, dass maximal 60% der Erneuerungsinvestition, d. h. pro Betrachtungszeitraum von 5 Jahren 15%, ausgeglichen werden können. Anhand eines **Beispiels** lässt sich dies veranschaulichen: Ein Wasserkraftwerk tätigt eine Ersatzinvestition von CHF 10 Mio. Nach 5 Jahren berechnet das Werk anhand der Methodik, die für die Marktprämie entwickelt wurde, ob das Werk über die letzten 5 Jahre seine Gestehungskosten decken konnte. Wenn die Marktpreise genügend hoch waren, geschieht nichts. Nach 10 Jahren stellt das Werk wiederum eine Berechnung an, jedoch über die Jahre 6–10. Möglicherweise hat es in diesen 5 Jahren eine länger dauernde tiefe Marktphase gegeben. Das Werk konnte in dieser Zeit seine Gestehungskosten nicht decken und insbesondere seine Ersatzinvestition nicht amortisieren. Dann stellt es Antrag über 15% der Investitionssumme, also CHF 1.5 Mio. Das gleiche Vorgehen wiederholt sich für die Jahre 11–15 und 16–20. Wenn es nur eine längerfristige tiefe Marktphase gab, dann erhält das Werk insgesamt 15% der Investitionssumme. Wenn das Werk in allen vier Phasen seine Gestehungskosten nicht decken konnte, maximal 60% bzw. im Beispiel CHF 6 Mio. Dabei ist zu bedenken, dass die Beiträge durch die Auszahlung bis zu 20 Jahre nach der Investition diskontiert werden müssen. Die tatsächliche maximale auf den Investitionszeitpunkt abdiskontierte Versicherungsleistung fällt entsprechend deutlich tiefer aus.

Zu den einzelnen Artikeln

Antrag

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität (*neu*)

1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

2 Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

3 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.

4 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

5 Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23.

6 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien nach Art. 19 teilnehmen.

7 Bei Photovoltaikanlagen erfolgt die Abnahme der Energie entschädigungslos, sofern und solange die gemessene Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt 70 Prozent der installierten Pannelleistung überschreitet.

Begründung

Zu Absatz 1: Dass Kleinproduzenten Anrecht auf eine Abnahme und Vergütung ihrer Rücklieferungen haben, ist weiterhin angebracht. Die Pflichtabnahme und -vergütung sollte aber durch eine unabhängige, zentrale Abnahmestelle erfolgen. Die Verteilnetzbetreiber können diese Pflicht heute nur deshalb wahrnehmen, weil sie auch mit der Grundversorgung betraut sind. Längerfristig kann dies ändern.

Zu Abs. 2: Für Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität muss weder eine neue Stelle geschaffen, noch müssen entsprechende Kompetenzen aufgebaut werden. Die unabhängige, zentrale Abnahmestelle wird in einer Ausschreibung bestimmt, an der bestehende, aber auch neue Marktakteure teilnehmen können. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten des Ausschreibeverfahrens. Dazu gehört insbesondere auch die Dauer, während der die Teilnehmer die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität übernehmen.

Zu Absatz 4: Die Abnahme- und Vergütungspflicht sollte nur für Kleinanlagen gelten. Für Grossanlagen sollte der Grundsatz der Direktvermarktung gelten. Es gilt daher, die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte (3 MW oder 5000 MWh/a) mit der Direktvermarktungspflicht im Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Regime in Einklang zu bringen, d. h. tendenziell zu senken. Der Formulierungsvorschlag orientiert sich an Art. 21 Abs. 2 EnG.

Zu Absatz 5: Die Vergütung der abgenommenen Elektrizität durch die Abnahmestelle nach dem Referenz-Marktpreis entspricht dem im Faktenblatt zur Revision StromVG festgehaltenen Grundsatz (Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung).

Zu Absatz 7: Bei PV-Anlagen ist im Sinn der Versorgungssicherheit und zur Vermeidung von volkswirtschaftlich fragwürdigen Netzausbauten eine Anschlusskappung vorzuschreiben. Setzt der Anlagenbetreiber die Regelung nicht um, entfällt der Anspruch auf die Entschädigung. Alternativ kann eine analoge Regelung im StromVG aufgenommen werden.

Antrag

Art. 15a Abnahme- und Vergütungspflicht von Gas aus Biomasse und anderen erneuerbaren Energien (neu)

Die materielle Regelung ist Gegenstand der aktuellen Erarbeitung des GasVG.

Begründung

Zur Abnahme und Vergütung von Gas und Elektrizität sollte je ein separater Artikel gelten. Die spezifischen Regelungen für Gas werden derzeit im Rahmen des GasVG diskutiert und sind nicht Gegenstand der Revision EnG.

Antrag

4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien)

Begründung

Wie in den allgemeinen Bemerkungen ausgeführt, sind Investitionsbeiträge allein nicht geeignet, um die im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele zu erreichen. Wir schlagen deshalb zusätzlich die Einführung eines Ausschreibeverfahrens für gleitende Marktprämien für grosse Anlagen vor. Entsprechend ist der Begriff Einspeisevergütungssystem im gesamten Gesetzestext durch den Begriff Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien zu ersetzen, sofern er sich nicht auf Anlagen bezieht, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen worden sind.

Antrag

Art. 19 Teilnahme am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien

1 Am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien können die Betreiber von ~~Neuanlagen~~ neuen oder erheblich erweiterten Anlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen:

- a. Wasserkraft;
- b. Sonnenenergie;
- c. Windenergie;
- d. Geothermie;
- e. Biomasse.

2 ...

3 ...

4 Nicht am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können die Betreiber von:

- a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW ~~oder von mehr als 10 MW~~;

- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als ~~30~~ 100 kW;
- c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen;
- e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

5 ...

6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe a und b erhöhen und für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen. Gibt es eine Überschneidung mit der Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen ~~Einspeisevergütung~~ gleitenden Marktprämien und Einmalvergütung wählen.

7 ...

Begründung

Das Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien schafft technologie neutrale Anreize für Investitionen in grosse Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Es soll grundsätzlich nur für solche Anlagen gelten. In Konsequenz und mit Blick auf das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele ist eine Einschränkung der teilnahmeberechtigten Anlagen durch eine maximale Leistungsgrenze nicht zielführend.

Die Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungs-basierte gleitende Marktprämien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren.

Antrag

Art. 20 Teilweise Teilnahme

3 (*neu*) Erheblich erweiterte Anlagen nehmen nur im Umfang der dadurch erzielten Mehrproduktion am Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien teil.

Begründung

Das Ausschreibungsverfahren für gleitende Marktprämien schafft Anreize für das Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Entsprechend ist bei bestehenden Anlagen nur die durch Erweiterungen erzielte Mehrproduktion teilnahmeberechtigt.

Antrag

Art. 21 Direktvermarktung

1 ...

2 Für ~~einzelne Anlagentypen~~ Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen werden, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen.

3 Die Einspeisevergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der Einspeiseprämie gleitenden Marktprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen.

4 Die Einspeiseprämie gleitende Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.

5 Übersteigt bei Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.

6 (*neu*) Bei Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, reduziert sich die gleitende Marktprämie um die durch den Eigenverbrauch vermiedenen Netznutzungsentgelte und Abgaben.

Begründung

Mit Einführung des Ausschreibeverfahrens für gleitende Marktprämien sollen Ausnahmen vom Grundsatz der Direktvermarktung nur noch für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen worden sind, gelten.

Der Wettbewerb wird durch das Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien gewährleistet und verhindert eine Überförderung. Dies führt dazu, dass die Investoren einen Teil des Marktpreisrisikos auf sich nehmen, um den Zuschlag zu erhalten. Damit dies tatsächlich geschieht, muss den Investoren die Option gelassen werden, im Falle höherer Marktpreise Erlöse zu erzielen. Auf eine Rückvergütung an den Netzzuschlagsfonds bei Anlagen, die eine gleitende Marktprämie erhalten, sollte bei ausschreibungs-basierten Vergütungssätzen verzichtet werden. Andernfalls entstünde ein Contract-for-Difference-Modell und keine Risikoteilung bzw. eine vollständige Übernahme des Risikos durch den Staat.

Die Gleichbehandlung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch kann schliesslich dadurch erreicht werden, dass die beim Eigenverbrauch vermiedenen Kosten von der gleitenden Marktprämie abgezogen werden.

Antrag

Art. 22 Vergütungssatz

1 (*neu*) Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen und regelt die Einzelheiten.

2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. Er kann saisonal abgestuft werden.

3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen. (*Rest streichen*)

Begründung

Der Vergütungssatz wird im Grundsatz nur noch über Ausschreibungen und nicht mehr administrativ anhand der Gestehungskosten festgelegt. Insbesondere in Fällen ungenügender Liquidität bei den Ausschreibungen sollte der Bundesrat aber im Ausnahmefall die gleitende Marktprämie administrativ festsetzen können (z. B. Übernahme des Ergebnisses von PV-Auktionen auch für andere Technologien).

Antrag

Art. 24 Grundsatz

1...

2 Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämie (Art. 19) teilnehmen können.

Begründung

Die Ergänzung dient der Präzisierung, dass am Grundsatz, wonach Investitionsbeiträge nur für Kleinanlagen gedacht sind, festgehalten wird.

Antrag

Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung

Streichen.

Begründung

Neu sollen Investitionsbeiträge nur noch Kleinanlagen gewährt werden. Für diese Anlagen sind Auktionen nicht zielführend.

Antrag

Art. 26 ~~Investitionsbeitrag~~ Regelungen zur Wasserkraftanlagen

1 *Streichen.*

2 *Streichen.*

3 *Streichen.*

4 1 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach ~~den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2~~ Art. 19 Abs. 1 lit. a erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von ~~einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1~~ einer allfälligen Förderung nach Art. 19 Abs. 1 lit. a abgezogen.

5 2 Die Untergrenzen gemäss ~~Absatz 4~~ Art. 19 Abs. 4 lit. a gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.

6 3 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss ~~Absatz 4~~ Art. 19 Abs. 4 lit. a ausnehmen, sofern sie:

- a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und
- b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind.

7 4 ...

Begründung

Neuanlagen und Erweiterungen von Wasserkraftanlagen sollen neu am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teilnehmen können. Sehr kleine Anlagen sollen dagegen aus ökologischen Gründen weiterhin nicht gefördert werden.

Wir begrüßen es, dass Projektanten einen Teil der Projektierungskosten auch dann entschädigt erhalten, wenn ein Projekt letztlich nicht realisiert werden kann. Dies fördert die Initialisierung von Projekten, deren Machbarkeit nicht von vornherein feststeht. Bei Realisierung sind diese selbstverständlich von der Förderung der Anlage abzuziehen.

Redaktioneller Hinweis: Aus Gründen der Übersicht haben wir diese Regelungen in Art. 26 belassen, teilweise können diese jedoch auf in Art. 19 aufgenommen werden.

Eventualantrag, sollte an Investitionsbeiträgen für Wasserkraftanlagen festgehalten werden

Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

1 ...

2 *Streichen.*

3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt ~~für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent~~ der anrechenbaren Investitionskosten.

4 ...

5 ...

6 ...

7 ...

Begründung

Der Umwälzbetrieb von Wasserkraftwerken ist in der Schweiz ein zentrales Element, um die Produktion effizient an die Nachfrage anzupassen. Mit den wachsenden Mengen an stochastischer Energie (insb. PV) wird der Umwälzbetrieb noch wichtiger für eine stabile und effiziente Stromversorgung. Vor diesem sieht der neue Art. 13 Abs. 1 EnG vor, dass der Bundesrat Pumpspeicherwerken die Bedeutung als Anlagen von nationalem Interesse zuerkennen kann.

Schliesslich ist nicht nachvollziehbar, warum kleine Anlagen höhere Beiträge erhalten sollen als grosse Anlagen.

Antrag

Art. 26a Risikogarantie für Erneuerungen von Wasserkraftanlagen (neu)

1 Für erhebliche Erneuerungen von Wasserkraftanlagen von mindestens 5 MW kann eine Risikogarantie in Anspruch genommen werden.

2 Die Auszahlung kann jeweils 5, 10, 15 und 20 Jahre nach Inbetriebnahme für jeweils 15% der anrechenbaren Investitionskosten beantragt werden (insgesamt max. 60%), falls die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.

Begründung

Anders als im erläuternden Bericht dargestellt, werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt. Bei fehlender Rentabilität und Mitteln werden anstelle von echten Erneuerungen nur Notreparaturen vorgenommen. Die Zunahme von ungeplanten Ausfällen wird dabei bewusst in Kauf genommen. Dies geht zu Lasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.

Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nun nicht erfolgen werden. Die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind gefährdet.

Mit der Risikogarantie sollen Erneuerungsinvestitionen und damit die Versorgungssicherheit sichergestellt werden, indem für diese Investitionen ein Teil des Marktrisikos ausgeglichen werden kann.

Kommentar

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windkraftanlagen

Windparks ab 10 MW nehmen am Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien teil. Investitionsbeiträge sollen nur noch Einzelanlagen gewährt werden. Wir haben deshalb in Art. 19 Abs. 6 die Ergänzung eingefügt, dass der Bundesrat auch für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen kann.

Nicht nachvollziehbar ist zudem, warum bei Windkraftanlagen im Gegensatz zu anderen Technologien Beiträge nur an die Kosten von Windmessungen geleistet werden sollen. Die Projektierung von Windkraftanlagen ist ebenso aufwändig und langwierig und entsprechend kostenintensiv. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Realisierung der Projekte wegen unklarer Anforderungen und in Frage gestellter Akzeptanz bei Anwohnern und Stimmbevölkerung mitunter unberechenbar ist. Die Projektanten riskieren bei einer Nichtrealisierung eine vollständige Abschreibung hoher Projektierungskosten. Dies sind wesentliche Gründe dafür, dass der Ausbau der Windkraft stockt und die zur Verfügung stehenden Fördermittel nicht ausgeschöpft werden können.

Kommentar

Art. 29 Abs. 2

Die Aufhebung der Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten wird begrüsst. Dieses Kriterium ist zwar als ökonomisches Prinzip richtig. Die Anwendung bedarf jedoch so vieler Annahmen, dass das Ergebnis willkürlich scheint. Der Bundesrat wird gebeten in der Botschaft auszuführen, welches alternative Kriterium künftig für die Festlegung der Beiträge angewendet werden soll.

Antrag

Art. 38 Auslaufen der Unterstützungen

1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar:

- a. ~~des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes: im Einspeisevergütungssystem des Jahres 2036 im Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien;~~
- b. ...

~~2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes~~ Mit Inkrafttreten der vollständigen Marktöffnung können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.

Begründung

Die vorgesehenen Massnahmen dienen dem Erreichen der im EnG verankerten und neu für verbindlich erklärten Zubauziele. Ziele sind für das Jahr 2035 und für das Jahr 2050 definiert. Das neue Ausschreibeverfahren für gleitende Marktprämien ist folglich auch bis 2035 anzuwenden.

Mit der Marktprämie für Grosswasserkraft wird auch die Priorisierung der Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG) sowie generell die Priorisierung heimischer erneuerbarer Energie (Art. 6 Abs. 5bis StromVG) in der Grundversorgung bis zur Marktöffnung weitergeführt. Ein weiterer Systemwechsel in der Grundversorgung vor der Marktöffnung ist zu vermeiden. Die Marktprämie für Grosswasserkraft selbst ist mindestens weiterzuführen bis die gemäss Art. 31 Abs. 5 EnG vorgesehen marktnahen Instrumente für die Grosswasserkraft inkraft treten.

Für die Berücksichtigung unsere Anliegen danken wir Ihnen und stehen für Fragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Thomas Sieber
CEO a.i.



Alena Weibel
Head Public Affairs & Media Relations