

AEE SUISSE • Falkenplatz 11 • Postfach • 3001 Bern

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

Bern, 23. Juni 2020

Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023) Vernehmlassungsantwort der AEE Suisse

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen, zu diesem wichtigen Geschäft Stellung nehmen zu dürfen. Wir begrüssen es, dass der Bundesrat die Stromerzeugung im Inland stärken will. Wir unterbreiten Ihnen nachfolgend unsere Stellungnahme zu den angestrebten Änderungen im Energiegesetz.

Ergänzend unterbreiten wir Ihnen unsere Bemerkungen zum «Faktenblatt Änderung Stromversorgungsgesetz», da das Marktdesign und das Finanzierungsdesign von Kraftwerkskapazitäten eng miteinander verknüpft sind.

1. Allgemeine Bemerkungen zu den Zielen der Vorlage

Das Ziel der Vorlage ist es, mehr Anreize für Investitionen in inländische Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu schaffen sowie die langfristige Stromversorgungssicherheit ganzjährig zu gewährleisten. Diese Zielsetzung der Revisionsvorlage wird von der AEE Suisse unterstützt.

Denn die heute geltenden gesetzlichen Grundlagen sind ungenügend, um die Transformation des Energiesystems zielgerichtet mit den verschiedenen Marktakteuren zu erreichen. So ist nachgewiesen, dass aufgrund mangelnder Rahmenbedingungen die Energieversorgungsunternehmen der Schweiz in den letzten Jahren erhebliche Investitionen im Ausland tätigten und die Investitionen in der Schweiz bescheiden blieben. Dies ist den verbesserten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für diese Investitionen im Ausland, einfacheren Bewilligungsverfahren sowie einer höheren gesellschaftlichen Akzeptanz geschuldet: Schweizer EVUs und institutionelle Investoren haben den Ausbau von erneuerbaren Kapazitäten im Ausland auf 11,5 TWh erhöht

(Stand Dezember 2019)¹. In der Schweiz dagegen soll die jährliche Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien bis 2020 nur gerade auf 4,4 TWh ansteigen, wovon mehr als 1 TWh schon bei Verabschiedung dieser Ziele in Betrieb war. Im benachbarten Ausland waren die Rahmenbedingungen für Investitionen in neue Kraftwerke viel besser als in der Schweiz, unter anderem dank gesetzlich gesicherter Vergütungsregelungen, dank öffentlicher Kreditprogramme (EIB, KfW) und dank kostenloser Netzanbindung an peripherer Lage (zum Beispiel offshore-Windfarmen).

In der Schweiz selber wurde fast nur dort investiert, wo es Rechtsansprüche auf feste Vergütungen nach alter Rechtsgrundlage gab oder wo ein Grossteil der Stromerzeugung dank Eigenverbrauch auf eine wirtschaftlich abgesicherte Vergütung zählen konnte.

Wenn nun verbesserte Rahmenbedingungen für die inländischen Investitionen geschaffen werden sollen, ist das sehr zu begrüssen. Die Schweiz sollte aber von den Erfahrungen im Ausland profitieren und einen regulatorischen Rahmen schaffen, der nachweislich die erwünschten Investitionen sowohl bei Eigenverbrauchslösungen wie auch bei Volleinspeisungen mit Direktvermarktungspflicht besser absichert. Wir sind auch der Meinung, dass es heute darum geht, im Kontext des wettbewerblichen europäischen Strommarktes ein verlässliches und langfristig ausgerichtetes Finanzierungsdesign für neue erneuerbare Produktionskapazitäten zu schaffen. Die Zeit der befristeten «Förderregelungen» muss nun durch langfristige «Finanzierungsregelungen für Produktionskapazitäten für Erneuerbare Energien» im Kontext des wettbewerblichen Marktdesigns abgelöst werden.

Das Preisgefüge der grenzüberschreitenden Strommärkte in Europa muss daher im Finanzierungsdesign von neuen und bestehenden erneuerbaren Produktionskapazitäten berücksichtigt werden. Die alleinige Präferenzierung von einmaligen und bereits gesetzlich wieder befristeten Investitionsbeiträgen genügen diesen Anforderungen aber nicht. Durch den europaweiten Ausbau der erneuerbaren Energien (Wind-, Solarstrom) ist zu erwarten, dass sich das Strompreis-Niveau am Energy-only-Markt (Strombörse EPEX) weiter senken wird. Je höher die Marktanteile der witterungs-abhängigen Stromerzeugung, desto grösser das Risiko des Preiszerfalls und die Volatilität der Preisentwicklung. Ursache dieser Entwicklung ist, dass der Ausbau von Speicher-Kapazitäten hinter dem Bau neuer Kapazitäten hinterherhinkt. Manche Studien sprechen davon, dass in den kommenden zwei Jahrzehnten während mehreren Hundert oder mehreren Tausend Stunden pro Jahr Preise von nahe null gelten werden, zeitweise sollen sogar auch negative Notierungen möglich sein (wie dies heute punktuell bereits passiert).² Projekte, die unter diesen Bedingungen nicht über eine langfristige Preisabsicherung durch private Abnahmeverträge oder durch eine gesetzliche Marktprämie verfügen, können bloss noch Deckungsbeiträge erwirtschaften und erreichen keine genügende Rendite mehr. Einmalige Investitionsbeiträge sind daher wenig geeignet, dieses Problem des Marktpreisrisikos in wettbewerblichen Strommärkten zu lösen. Diese Realität des grenzüberschreitenden Strommarktes und der damit einhergehenden grenzüberschreitenden Preisbildung muss bei der regulatorischen Ausgestaltung des langfristigen Finanzierungsmodells für neue inländische Produktionskapazitäten für Klein- und Grossanlagen abgebildet werden.

¹ Energie Zukunft Schweiz: Investments in renewable energy production outside Switzerland by Swiss energy providers and institutional investors (Dez 2019)

² Agora Energiewende: Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, [Agora Energiewende EEG 3 0 LF web.pdf](#)

Dies vorausgesetzt, empfehlen wir bei der Weiterentwicklung des Finanzierungsmodells für den Ausbau der neuen Produktionskapazitäten und für die verbesserte Marktintegration der dezentralen Kraftwerke eine Lösung mit Investitionsbeiträgen für Kleinanlagen und mit einer gleitenden Marktprämie für Grossanlagen. Dies muss eine unbefristete Massnahme sein, um den Umbau des Energiesystems bis 2050 wirklich bewerkstelligen zu können.

Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit bleibt dabei oberstes Gebot, auch im offenen Strommarkt. Eine Mehrheit von Parteien und Organisationen verlangt daher eine Stärkung der inländischen Stromerzeugung.³ Dies kann mit dieser Gesetzesrevision gelingen, wenn die Gesetzesartikel die langen Investitionszyklen von Kraftwerken berücksichtigen.

2. Weiterentwicklung der Finanzierungsmodelle für Erneuerbare Kraftwerke

a. Ausbauziele und Geltungsdauer

Die Schaffung von planbaren Finanzierungslösungen für Infrastrukturinvestitionen wie Kraftwerke ist von grösster Wichtigkeit. Wir begrüssen es daher, dass auch ein Ziel für das Jahr 2050 in das Gesetz aufgenommen wird. Gleichzeitig haben wir aber grosse Vorbehalte, bereits heute wieder eine neue Sunsetklausel ins Gesetz zu schreiben und damit mit der Schaffung der Rechtssicherheit auch die Ausserkraftsetzung derselben bereits zu thematisieren. Dies, obwohl im erläuternden Bericht darauf hingewiesen wird, dass die Ermittlung eines allfälligen zusätzlichen Ausbaupfades erst noch erarbeitet werden soll und nach ersten Schätzungen sogar höher ausfallen wird. Wir gehen davon aus, dass mit dem neuen Marktmodell auch ein verbindliches Finanzierungsmodell für Kraftwerkskapazitäten eingeführt werden soll. Dieses Finanzierungsmodell wird mit dieser Revision ermöglicht und unterscheidet sich wesentlich von einer Förderregelung für erste Ausbauschritte bei den neuen erneuerbaren Energien. Unter dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit geht es heute darum, das Marktmodell und das Finanzierungsmodell langfristig und nachhaltig auszugestalten. **Eine Ausbauzielsetzung 2050 ist daher richtig, eine Sunsetklausel (Artikel RevEnG Artikel 38, Abs 1) ist nicht nötig und wird von uns abgelehnt.**

b. Ablösung des Einspeisevergütungssystems mit Investitionsbeiträgen

Ausgangspunkt der Revision des EnG und die Schaffung einer neuen Finanzierungsregelung für den Kraftwerkbau sind die Bestimmungen im EnG Art. 30 Absatz 5 und Art. 38, Absatz 2. Der Bundesrat geht davon aus, dass mit diesen Gesetzesbestimmungen die Abschaffung der besonderen Unterstützungsmassnahmen (6. Kapitel EnG) und des Einspeisevergütungssystems (4. Kapitel EnG) zwingend sei.

³ «Der Forderung nach einem angepassten Marktmodell mit zusätzlichen Investitionsanreizen schliessen sich die Mehrheit der politischen Parteien, die EnDK sowie grossmehrheitlich die Elektrizitätswirtschaft an. Insgesamt gehen diese Vernehmlassungsteilnehmenden davon aus, dass das Marktmodell des Vernehmlassungsvorschlags nicht den Anforderungen an ein «marktnahes Modell» nach Artikel 30 Absatz 5 EnG genügt.» UVEK: Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), September 2019, Seite 8

Diese Ansicht teilen wir nicht, vielmehr wollte der Gesetzgeber die Verpflichtung formulieren, dass ein erneuertes Modell sich durch eine stärkere Marktnähe (marktnahes Modell) auszeichnet. Wir lehnen daher die vollständige Ablösung des Einspeisevergütungssystems mit Investitionsbeiträgen ab, denn gerade ein marktnäheres Modell muss die zusätzlichen Risiken, die durch eine stärkere Marktintegration entstehen, abbilden können.

Indem der Gesetzgeber deutlich machte, dass im geltenden Einspeisevergütungssystem spätestens ab dem 1. Januar des sechsten Jahres keine Gesuche mehr gestellt werden mehr können, weist alleine darauf hin, dass dieser Verpflichtungsmechanismus in der aktuellen Ausgestaltung nicht fortgeführt werden soll.

Dies vorausgesetzt beantragen wir, dass beim zukünftigen Finanzierungsmodell eine grundsätzliche Regulierungs-Unterscheidung gezogen wird, zwischen Kleinanlagen und Grossanlagen.⁴

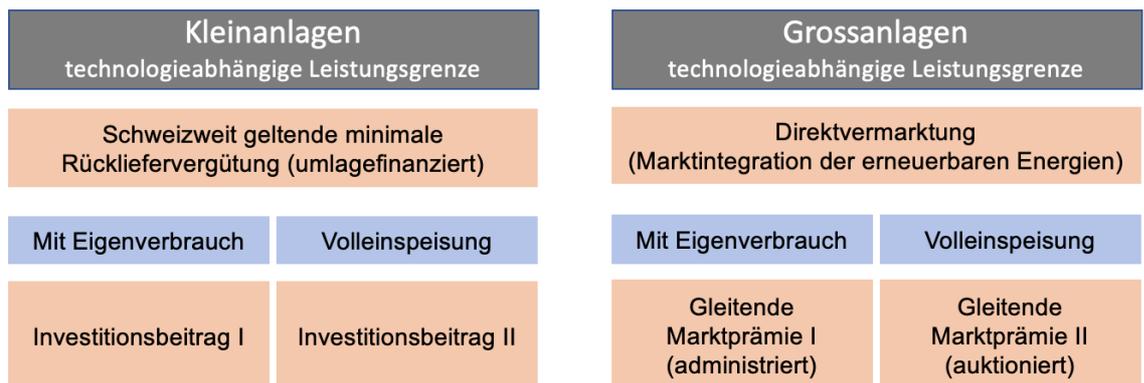


Abb 1: Das langfristige Finanzierungsmodell für erneuerbare Kraftwerke muss zwischen Klein- und Grossanlagen unterscheiden. Kleinanlagen wird eine schweizweit einheitliche Rückliefervergütung gewährt und beim Investitionsbeitrag zwischen Eigenverbrauchsanlagen und Volleinspeisungsanlagen unterschieden. Grossanlagen werden zur Direktvermarktung verpflichtet und ermitteln die gleitende Marktprämie in einer wettbewerblichen Ausschreibung.

⁴ Die generelle Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen ist der europäischen Regulierung geschuldet, die diese Unterscheidung sowohl in der EE-Richtlinie 2018/2001 wie auch in der Leitlinie der EU Kommission «Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01)» explizit ermöglicht und im Hinblick auf die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren erfordert. Die EU-Kommission hat mit der Pressemitteilung vom 7. Januar 2019 mitgeteilt, dass sie vorhat, die eigentlich 2020 auslaufenden Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen (UEBLL) um zwei Jahre, also bis Ende 2022, zu verlängern. Zudem ist zu erwähnen, dass die Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen inzwischen im Sekundärrecht der EU abgebildet ist.

Dies auch in Anlehnung an die europäische Regulierung⁵, die in allen europäischen Ländern ab dem 1. Juli 2021 umgesetzt werden muss. Dieser Unterscheidungs-Grundsatz sollte auch in unserer Regulierung abgebildet werden.

Bei Kleinanlagen soll weiterhin mit Investitionsbeiträgen und neu einem schweizweit einheitlichen Rückliefer tariff⁶ die nötige Investitionssicherheit geschaffen werden, weil hier die wettbewerbliche Marktintegration nur beschränkt möglich sein wird. Kleinanlagen können selten im Preiswettbewerb der Grosskraftwerke bestehen. Auch ist die verlässliche Finanzierungsregelung von Kleinanlagen nur in Kombination von schweizweitem Einspeisetarif und schweizweit gültigen Investitionsbeiträgen effektiv zu gestalten. Die in den letzten Jahren erfolgte Fokussierung auf ausschliessliche Realisierungsmöglichkeiten mit einem hohen Eigenverbrauch ist energiewirtschaftlich fraglich, da diese Kleinsysteme in einer isolierten Betrachtung der Einzelinvestoren vorwiegend nach wirtschaftlichen Kriterien optimiert werden.

Für die Stabilität der Stromversorgung sind zusätzliche Kapazitäten notwendig, die sich am Zusatznutzen für das Gesamtsystem orientieren, zum Beispiel indem sie zusätzlichen Strom für das Winterhalbjahr erzeugen. Daher ist für Kleinanlagen wieder ein Finanzierungsmodell zu schaffen, das auch eine Volleinspeisung der produzierten Energie ermöglicht. Zudem sollen die Kantone für Kleinanlagen weiterhin die Möglichkeit haben, lokal- regional- und energiepolitisch auf die Förderung der Investitionstätigkeit im Sinne einer «kantonalen grünen Investitionsoffensive» selber einwirken zu können.⁷

Für Grossanlagen soll die Direktvermarktung vorangetrieben werden und falls die Markterlöse einen wirtschaftlichen Betrieb nicht erlauben, kann ein Produzent in einer Auktion eine gleitende Marktprämie zugesprochen bekommen. Die vorgeschlagenen Auktionen werden daher von uns unterstützt, sollten aber mit gleitenden Marktprämien ausgestaltet werden.

Der Bundesrat schlägt weiter vor, dass in einem «schlanken Verfahren» die wirtschaftliche Notwendigkeit von Investitionsbeiträgen nicht mehr geprüft werden soll. «Neu sollen die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht mehr berechnet werden müssen», heisst es in der Vernehmlassungsvorlage.⁸ Dies scheint uns wenig zielführend und ist gar für ein langfristig angelegtes Regime mit dem Zielhorizont 2050 nicht akzeptabel.

⁵ RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

⁶ Eine schweizweit gültige Einspeisevergütung ist als **Umlage auszugestalten und nicht als Abgabe** in einen staatlich verwalteten Fonds. Diesen Grundsatz basiert auf dem EuGH-Entscheid in der Rechtssache C-405/16 P vom 28. März 2019 betreffend der EEG-Umlage in Deutschland. Der EuGH hat sich damit gegen die bisherige Rechtsauffassung der EU-Kommission und des Gerichts (EuG) gestellt. Damit Vorteile europarechtlich als „Beihilfen“ eingestuft werden können, müssten sie unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden und dem Staat und seiner Verfügungsgewalt zuzurechnen sein. Dies ist bei einer gesetzlichen Umlageverpflichtung zu Gunsten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nicht der Fall. Eine schweizweite **Förder- und Ausgleichsregelung für Kleinanlagen** ist daher auch europarechtlich machbar und anzustreben. In dem Sinne gibt diese Forderung dem Gesetzgeber verloren geglaubte Spielräume zurück, die im Energienutzungsbeschluss vom 14. Dezember 1990 und im Energiegesetz vom 26. Juni 1998 noch Teil der Gesetzgebung waren.

⁷ Wir verweisen dabei auf die Fördermodelle, wie sie z.B. der Kanton Basel-Stadt kennt. Solche kantonalen Möglichkeiten (z.B. Lokalstromvermarktung mit Lokalstrom-Herkunftsnachweisen, Lokale Solarstrombörsen) sollten zwingend ermöglicht werden.

⁸ Revision der Energiegesetzes, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, Seite 6

Wir schlagen aus diesem Grunde vor:

Bei der Berechnung von Investitionsbeiträgen sollte man bei grösseren Anlagen weiterhin auf die nicht amortisierbaren Mehrkosten abstellen. Für kleine Anlagen – zum Beispiel Kleinwasserkraftwerke – kann die Höhe der Vergütungen alternativ anhand von Referenzanlagen festgelegt werden.

3. Auktionen für Grossanlagen

Die wettbewerbliche Auktion bei Grossanlagen für eine Finanzierungsleistung in Ergänzung zum Markterlös wird von uns unterstützt. Anstelle von einmaligen Investitionsbeiträgen schlagen wir aber vor, dass für neue Grossanlagen Ausschreibungen mit gleitenden Marktprämien im Gesetz verankert werden. Das auktionierte Ausschreibungsvolumen für Grossanlagen soll bei mindestens 0.8 TWh pro Jahr starten und wird jährlich erhöht, bis das Ausbauziel 2050 erreicht ist. Dieser Vorschlag ist eingebettet in internationale Regulierungsleitlinien zum Ausbau von erneuerbaren Energien in Europa. Er ist vom Grundgedanken geleitet, dass nur der Ausbau und die verstärkte Marktintegration der erneuerbaren Energien die Sicherheit der Versorgung auf dem gewohnt hohen Niveau gewährleisten können.

Dank Wettbewerb und transparenten Gebotspreisen entsteht eine hohe Transparenz über die Höhe der Gestehungskosten und der Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds, was zusammen mit den stark gesunkenen Preisen insbesondere der Photovoltaik vertrauensbildend wirken wird.

Dennoch schliessen wir heute nicht gänzlich aus, dass auch einmalige Investitionsbeiträge im Sinne einer kapitalisierten Marktprämie (Einmalvergütung) in Einzelfällen – zum Beispiel bei kleinen Erweiterungen oder auf eigenen Wunsch der Gesuchstellenden – eine Option bleiben können. Wir schlagen deshalb vor, im Gesetz auch diese Möglichkeit zu verankern und beim Vollzug eine gewisse Flexibilität zu ermöglichen. Bei der Berechnung von Investitionsbeiträgen sollte man bei grösseren Anlagen aber weiterhin auf die nicht amortisierbaren Mehrkosten abstellen und für Neuanlagen sollten wettbewerbliche Auktionen mit gleitenden Marktprämien einen grossen Teil des Marktes bei allen Technologien abdecken.

4. Beibehaltung der Investitionsbeiträge für Kleinanlagen

Bei Kleinanlagen, insbesondere Photovoltaik, sprechen wir uns für die Weiterführung der bisherigen Einmalvergütungen ohne Abstriche aus. Ausschreibungen eignen sich für Kleinanlagen nicht, weil die Transaktionskosten einer Auktion im Verhältnis zum Ertrag viel zu teuer sind. Die bisher erfolgreichen Instrumente (Investitionsbeiträge bei Erneuerung / Erweiterung Kleinwasserkraft, Eigenverbrauch und ZEV) sollten vielmehr ausgebaut werden. Für Kleinanlagen soll eine zentrale Abnahme- und Rückvergütungsstelle geschaffen werden, mit einem schweizweit einheitlichen minimalen Rücklieferntarif. Die Gesetzgebung klärt für diese Anlagen die

Eigentumsverhältnisse der Herkunftsnachweise und das Ausmass, in welchem die «Grundversorgung» mit Kosten für Herkunftsnachweise belastet werden soll, ohne im Vergleich mit den Kund*innen im offenen Markt zu hohe Benachteiligungen zu erfahren.

Kleinanlagen haben den Vorteil, dass sie integriert in Gebäude oder Infrastrukturen besonders lastnah installiert werden. Durch die Lastnähe können sich Einsparungen bei der Netzbeanspruchung und beim Netzausbau ergeben, die der Gesamtheit der Konsument*innen zugutekommen, auch jenen, die keine Eigenerzeugung betreiben.

Kleinanlagen sind vorteilhaft für die Integration der erneuerbaren Energien, weil die Dezentralität die Sektorkopplung mit Elektromobilen, Wärmespeichern usw. erleichtert. Wenn Elektrizität vor Ort verbraucht, gespeichert oder für neue Zwecke eingesetzt wird, ermöglicht dies eine höhere Flexibilität. Dies kann bei witterungsbedingter Über- oder Unterproduktion zur Preisstabilisierung beitragen; zudem sinken dank den neuen Anwendungen die CO₂-Emissionen, ohne dass oberliegende Netze beansprucht werden.

Dezentrale Klein-Systeme verkürzen die Transportwege und verursachen geringere übertragungsbedingte Energieverluste. Dazu gesellen sich raumplanerische Vorteile – namentlich der sparsame Umgang mit unverbautem Boden – dank der Integration der Anlagen in bereits bestehende Infrastrukturen.

Die Robustheit des Systems verbessert sich dank Glättung und verbesserter Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch. Diese positiven externen Effekte sind bedeutsam, auch wenn sie nicht in Franken und Rappen beziffert werden können.⁹

5. Projektierungsbeiträge für EE-Kraftwerke

Die vorgeschlagenen Projektierungsbeiträge für Wasserkraftanlagen, Windenergie- und Geothermieanlagen werden von uns unterstützt. Wir gehen aber davon aus, dass alle diese Grossanlagen vor der Realisierung eine Auktion um eine gleitende Marktprämie zu durchlaufen haben. Die gewährten Projektierungsbeiträge sind daher bei einer Projektrealisierung zurückzuerstatten. Nur so können Wettbewerbsverzerrungen ausgeschaltet werden. Werden die Projekte nicht realisiert, entfällt eine Rückzahlung. Da der Netzzuschlagsfonds dazu dient, Projekt in ihrer Umsetzung zu finanzieren, sollten abgebrochene Projekte aus dem allgemeinen Staatshaushalt finanziert werden.

6. Zusätzlich zu berücksichtigende Revisionselemente

Speichertechnologien und Sektorkopplung

Die verstärkte Integration der witterungsabhängigen Stromerzeugung ist eine Herausforderung. Der Bundesrat hat bereits Anstrengungen in Richtung «smart grid» veranlasst, was zu begrüßen ist. Um die Integration neuer Kraftwerke mit erneuerbaren

⁹ Zum Nutzen der dezentralen erneuerbaren Energien siehe auch: RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Seite 10

Energien weiter zu steigern, sollten auch die neuen Speichertechnologien in ihrer ganzen Bandbreite genutzt werden.

Die Gesetzesrevision sollte deshalb ergänzt werden:

- a. Zur besseren Integration der Anlagen sollten die Ausschreibungen und Investitionsbeiträge so gestaltet werden, dass die Erzeugungsprofile der neuen Kapazitäten von Anfang an auf die spezifischen Versorgungslücken in der Schweiz ausgerichtet werden. Dies betrifft in erster Linie die Stromerzeugung für das Winterhalbjahr (siehe dazu die Ausführungen weiter unten)
- b. Wir begrüßen es, dass der Bundesrat *allen* Speichertechniken ermöglichen will, ihre Flexibilität am Markt anzubieten. Angesichts der geldwerten Vorteile, die sie für das Gesamtsystem erbringen (Kostensparnis für Systemdienstleistungen) sollten alle Technologien ebenso Rückgriff nehmen können auf die Finanzierungsinstrumente im Energiegesetz. Der vorgesehene Ausbau der Speicherkraftwerke ist zwar richtig, aber die neuen Technologien, insbesondere innovative Batterien, deren Preise ins Rutschen gekommen sind, wie auch synthetische Gase auf Basis von erneuerbaren Energien sollten dadurch keine Diskriminierung erfahren.
- c. Alle Speichertechniken sollten punkto Netzgebühren gleichbehandelt werden; ihre rechtliche Stellung sollte in der laufenden Revision dringend harmonisiert werden, sodass es nicht länger zu Doppelbelastungen bei den Netzgebühren kommt.

Besondere Regelungen für die Biomasse

Biomasseanlagen (inkl. Holz-Wärme-Kraftkopplungsanlagen) weisen neben hohen Investitionskosten auch laufende Betriebskosten auf. Diese sind aufgrund ihrer vielseitigen Leistungen im Bereich dezentrale Stromproduktion (Flexibilitäten, Winterstrom, etc.), Wärmeproduktion, Klimaschutz und Abfallverwertung auch gerechtfertigt. Da diese zusätzlichen Leistungen nur marginal über den Markt abgegolten werden, ist eine zusätzliche Finanzierung nötig. Idealerweise besteht diese aus einer Kombination von Investitionsbeiträgen und gleitender Marktprämie (für Neuanlagen), sowie eine gleitende Marktprämie für Bestandsanlagen. Das Zusammenspiel dieser beiden Elemente soll so ausgestaltet werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Biomasseanlagen möglich ist und damit Investitionen in hiesige Anlagen getätigt werden.

Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die Corona-Pandemie zeigt, was passieren kann, wenn strategische Güter nicht ausreichend verfügbar sind und wenn Exporte von den Nachbarländern aktiv zurückgehalten werden. Elektrizität ist ein strategisches Gut par excellence. Die Kosten eines flächendeckenden Stromausfalls sind prohibitiv hoch. Die Aufrechterhaltung eines angemessenen Eigenversorgungsgrades ist wichtig, ebenso wichtig ist aber auch eine gute Vernetzung mit dem Ausland zur Optimierung der Bewirtschaftung in «normalen Zeiten».

Die EICom warnt seit Jahren vor der Gefährdung der Versorgungssicherheit. In ihrem neusten Bericht vom 27. Februar 2020 hat sie auf die sich verschlechternde Versorgungslage im Winterhalbjahr hingewiesen, die sich weiter zuspitzen wird, wenn

Kernkraftwerke in der Schweiz und Kern- und Kohlekraftwerke in den Nachbarländern in grösserer Zahl vom Netz gehen.¹⁰ Sie schreibt bezüglich der Schweizer Kapazitäten:

«Insgesamt fallen in den nächsten 15-25 Jahren rund 14 TWh Winterproduktion weg. Zusammen mit dem durchschnittlichen Importbedarf aus den letzten 10 Jahren führt dies rechnerisch (ohne Zubau im Inland) zu einem Winter-Importbedarf von rund 17 TWh.»

Wir begrüssen es, dass der Bundesrat die Fortschritte bei der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien explizit anerkennt. Auch finden wir es korrekt, dass der Bundesrat einen «Ausbau betrachtet, der notwendig ist, um im Jahr 2050 über das Jahr gesehen den Strombedarf der Schweiz decken zu können».¹¹ Allerdings werden diese Betrachtungsweisen in der Vernehmlassungsvorlage vom Bundesrat nicht umgesetzt.

Für die Botschaft wünschen wir uns, dass die Ausbauziele angepasst und die Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Gesetz explizit verankert werden.

- A. Auch für das inländische Stromangebot im Winterhalbjahr sind Zielwerte im Gesetz zu verankern, die innerhalb definierter Fristen verbindlich umzusetzen sind. Die Berechnungsmethoden inkl. Anrechnung von Speichern und von neuen Kapazitäten sind per Verordnung zu regeln; dabei können auch vertragliche Vereinbarungen, die dank dem Abschluss eines Stromabkommens mehr Sicherheit schaffen, berücksichtigt werden.
- B. Die Ausbauziele in Artikel 2 EnG sind, unter Berücksichtigung der Speicher, auf die knappen Monate im Winterhalbjahr auszurichten, wenn Engpässe entstehen können. Speichertechniken sind entsprechend ihrer Leistungsfähigkeit zu berücksichtigen und die Förderung von neuen Speichern sollte gesetzlich ebenfalls verankert werden.
- C. Alle Speicher sollten bei den Netzgebühren gleichbehandelt werden: Pumpspeicherwerke, Batterien, synthetische Gase aus erneuerbaren Energien und Wärmespeicher, soweit sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit mit Elektrizität leisten.
- D. Die Ausschreibungen von Grossanlagen sollten auch auf die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien im Winterhalbjahr ausgerichtet werden können. Sie sollen alle zweckdienlichen Techniken berücksichtigen und sind nicht-diskriminierend zu gestalten.¹²
- E. Die Wahrscheinlichkeit, dass der Weiterbetrieb von Kernkraftwerken vorzeitig eingestellt wird, soll bei den Ausbauzielen berücksichtigt werden, wie es die EICom tut. Die Ersatzplanung soll möglichen, unvorhergesehenen Abschaltungen Rechnung tragen, indem Ersatzkapazitäten ex ante aufgebaut und potenzielle Standorte im Voraus definiert werden. Für Photovoltaik sollten die Kantone bei der Schaffung von Planungsgrundlagen einbezogen werden. Wie bei den Fruchtfolgeflächen ist eine Standortvorratspolitik im Gesetz zu verankern, ebenso die Priorisierung von Installationen auf öffentlichen Gebäuden und Anlagen.
- F. Wir begrüssen es, dass der Bundesrat bei seinen Betrachtungen den zusätzlichen Strombedarf für Wärmepumpen (anstelle fossiler Heizungen) und für Elektromobile

¹⁰ Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion, Einschätzung der EICom, 27. Februar 2020

¹¹ Erläuterungen Seite 12

¹² Das Bundesamt für Energie soll die Spielregeln für die Auktionen im Detail festlegen. Für die Durchführung der Auktionen könnte sich die EICom am besten eignen, weil sie unabhängig von der Elektrizitätswirtschaft operiert.

(anstelle von Verbrennungsmotoren) einbeziehen will. Die Energie-Perspektiven sollten zudem die Bedürfnisse der Industrie nach CO₂-neutralen Energien und Grundstoffen (Wasserstoff, Biomethan usw.) berücksichtigen und die Energieeffizienz weiterhin hoch gewichten.

7. Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

Antrag

Art. 15 Abnahme – und Vergütungspflicht für 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 Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt für Klein- und Grossanlagen, welche durch eine Leistungsobergrenze limitiert ist. Kleinanlagen haben in der Regel eine maximale Leistungsobergrenze von 250 kW bis 1 MW, abhängig von der Technologie. Der Bundesrat kann die Leistungsobergrenze für Klein- und Grossanlagen technologisch unterschiedlich ausgestalten, wenn dies zur Erreichung der Ausbauziele sinnvoll erscheint. Anlagen über der Leistungsobergrenze werden durch diesen Artikel nicht berührt.

4 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt und überwälzt in einem Umlageverfahren die nicht gedeckten Kosten diskriminierungsfrei auf die Energieversorgungsunternehmen mit Endkundenlieferverpflichtungen. Die Energieversorgungsunternehmen mit Endkundenverpflichtung können die Umlagekosten in die Endkundenpreise einrechnen. Der Bundesrat kann zur Vermeidung von regional ungleichen Belastungen durch Rücklieferarife zusätzliche Ausgleichsmassnahmen anordnen.

5 Die Vergütung der Elektrizität bei Kleinanlagen richtet sich nach der vom Bundesrat festgelegten schweizweit gültigen Rückliefervergütung. Der Bundesrat orientiert sich bei der Festlegung an der mehrjährigen Strompreisentwicklung für Endkunden in der Grundversorgung gemäss den Erhebungen der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom.

6 Die Vergütung der Elektrizität bei Grossanlagen richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23, wenn im Rahmen der Direktvermarktung keine andere Einigung zwischen dem Produzenten und dem Energieversorgungsunternehmen erzielt wird.

7 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen oder eine gleitende Marktprämie nach Art. 19 beanspruchen.

Begründung

Der Artikel 15 legt das Finanzierungsmodell im Generellen fest. Es wird zwischen Kleinanlagen und Grossanlagen unterschieden. Kleinanlagen erhalten eine schweizweite, umlagefinanzierte Rückliefervergütung, Grossanlagen können in einer Ausschreibung eine gleitende Marktprämie beantragen, wenn der Referenz-Marktpreis für eine Investitionstätigkeit nicht genügend Sicherheit gewährt.

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.

Für Biogas-Einspeisung schlagen wir folgende Formulierung vor:

Bei Biogas orientiert sich die Vergütung am Preis, den der Gasnetzbetreiber für den Kauf von Biogas aus neuen inländischen Produktionsanlagen zu bezahlen hätte. Der Bundesrat regelt die Höhe der Vergütung; er kann eine Rückvergütung der Kosten aus der Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe oder aus einer Klimaabgabe vorsehen.

Begründung

Zur Abnahme und Vergütung von Gas und Elektrizität sollte je einen separaten Artikel gelten. Die spezifischen Regelungen für Gas werden derzeit im Rahmen des GasVG diskutiert und sind nicht Gegenstand der Revision EnG. Sollte die Gesetzgebung zum GasVG nicht abgeschlossen sein, ist hier die oben skizzierte Regelung für die Einspeisung und Vergütung des Biogases vorzunehmen. Die Bestimmungen betreffend Biogas sollen dafür sorgen, dass ein neuer Absatzkanal erschlossen wird, der nicht der Stromerzeugung dient, sondern dem Ersatz von Erdgas und damit dem Ziel von CO₂-Reduktionen. Die Nachfrage nach «grünem Gas» kann derzeit in der Schweiz nicht befriedigt werden. Angesichts der Kosten der Stromerzeugung durch Biogas scheint es sinnvoll, Biogas vermehrt dem Wärmesektor zuzuweisen.

Antrag

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

1 Am ~~Einspeisevergütungssystem~~ Ausschreibungsverfahren 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 und unterhalb der Leistungsobergrenze liegen:

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

2 ersatzlos streichen (Ausschreibungen werden nur durchgeführt, wenn Mittel vorhanden sind)

3 ...

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

- a. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 300 kW;
- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 250 kW;
- c. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);
- d. Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen;
- e. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.

5 streichen

6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe a und b weiter unterteilen, damit eine der Leistungsgrösse entsprechende Rückliefervergütung festgelegt werden kann. Er kann Leistungsgrenzen zwischen Gross- und Kleinanlagen auch für andere Technologien einführen (z.B. Windkraft)

7 ...

Begründung

Im Artikel 19 werden die Regeln für das Ausschreibungsmodell der gleitenden Marktprämie bei Grossanlagen formuliert und für die Kleinanlagen eine schweizweite Rückliefervergütung bis 250 kW festgeschrieben. Eine weitere Unterteilung der Rückliefervergütung ist möglich.

Antrag

Art. 19a Fördermechanismus für Biomasseanlagen

1 Bestehende Biomasseanlagen, bei denen die Vergütungsdauer des EVS abgelaufen ist und die damit aus dem Finanzierungssystem hinausfallen, können frühzeitig (z.B. 2 Jahre vor Ablauf) eine Folgeunterstützung durch eine gleitende Marktprämie beantragen und bekommen diese in Abhängigkeit von den durchschnittlichen Gestehungskosten, sowie den Markterlösen vergütet.

2 Neue Biomasseanlagen erhalten zur Deckung der Gestehungskosten einen einmaligen Investitionsbeitrag und zusätzlich eine gleitende Marktprämie. Die Marktprämie deckt in Kombination mit dem Investitionsbeitrag und den Markterlösen die Gestehungskosten.

3 Biomasseanlagen nutzen hauptsächlich das vorhandene Potenzial an Hofdünger und Holz

4 Sämtliche Biomasseanlagen unterliegen der Direktvermarktung.

Begründung

Aufgrund Spezifität der Biomasseanlagen (vielseitige Leistungen und hohe Betriebskosten) muss für die Finanzierung von Weiterbetrieb von Biomasseanlagen in der Schweiz, sowie für deren Zubau ein etwas anderes Finanzierungssystem ausgearbeitet werden und zur Anwendung kommen.

Nur damit kann ein Weiterbetrieb von Biomasseanlagen und der weitere nötige Zubau dieser Anlagen in der Schweiz tatsächlich stattfinden und das grosse ungenutzte hiesige Potenzial genutzt werden.

Das System soll so viel wie möglich dem System für die anderen erneuerbaren Energien entsprechen. Beim Design soll aber auch mutig auf Elemente verzichtet werden, welche zusätzliche Kosten ohne entsprechenden Nutzen bringen, wie z.B. Ausschreibeverfahren. Ausschreibeverfahren machen nämlich in der Schweiz bei Biomasseanlagen keinen Sinn, weil es ohnehin so wenige Marktakteure gibt, die daran teilnehmen würden. Zwischen (10-15) Es entsteht kein Markt und damit werden nur Mehrkosten für die Volkswirtschaft generiert.

Antrag

Art. 20 Teilweise Teilnahme

1 ... am Ausschreibeverfahren teilnehmen kann, insbesondere....

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

Begründung

Das Ausschreibeverfahren 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 Kleinanlagen bis 250 kW, die nach dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, legt der Bundesrat eine schweizweite Rückliefervergütung fest, die oberhalb des Referenz-Marktpreises liegt. Kleinanlagen, welche die schweizweite Rückliefervergütung beanspruchen, müssen ihre Elektrizität nicht direkt vermarkten.

3 Die Vergütung 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 entspricht sie der schweizweiten Rückliefervergütung.

4 Die Einspeiseprämie gleitende Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem in der Ausschreibung ermittelten Gebotspreis 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*) Der Bundesrat legt aufgrund der Ausschreibungen eine administrierte gleitende Marktprämie fest, die von Grossanlagen beansprucht werden kann, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen und einen erheblichen Teil der Produktion im Eigenverbrauch nutzen.

Begründung

Der Grundsatz der Direktvermarktung und damit der Marktintegration der neuen Produktionskapazitäten wird beibehalten. Preisstützungssysteme müssen zwingend die Marktpreise berücksichtigen. Dies kann nur ein Modell mit Marktprämie aufgrund von Ausschreibungen. Für Kleinanlagen sind Ausnahmen möglich und die sind hier formuliert. Für Anlagen, die im bisherigen Einspeisevergütungssystem verbleiben, ist eine Übergangsbestimmung am Ende des Gesetzes zu ergänzen.

Antrag

Art. 22 Vergütungssatz

1 (*neu*) Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt.

2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. Er kann entsprechend den Bedürfnissen des Markts (saisonal oder höhere zeitliche Auflösung) abgestuft werden.

3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere für die vom Bundesamt für Energie festgelegte gleitende Marktprämie bei Anlagen mit Eigenverbrauch (*Rest streichen*)

Begründung

Grundsätzlich werden die Vergütungssätze nur noch im Ausschreibeverfahren festgelegt. Da aber auch Grossanlagen den Eigenverbrauch nutzen können, muss für diese Anlagen ein von der Verwaltung festgelegter Vergütungssatz ermöglicht werden. Dieser Vergütungssatz kann sich an den Ergebnissen der Ausschreibungen orientieren und einen Standard-Eigenverbrauch berücksichtigen. Eine Einzelfallprüfung ist auszuschliessen.

Antrag

Art. 24 Grundsatz

1 ... der folgenden Anlagen können, ~~sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36)~~, einen Investitionsbeitrag

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

Begründung

Ein verlässliches Finanzierungsmodell für den Umbau des Energiesystems muss diese «sofern die Mittel reichen-Philosophie» endlich überwinden. Wenn die Versorgungssicherheit als systemrelevant betrachtet wird, kann nicht in diesem kleinlichen Gedanken der begrenzten Mittel verharrt werden. Der Ansatz 2 ermöglicht auch, dass Investitionsbeiträge für Grossanlagen denkbar sind, wenn sie auf die gleitende Marktprämie verzichten. Der Bundesrat tut aber gut daran, das zukünftige Preisstützungssystem für Grossanlagen ausschliesslich auf die gleitende Marktprämie abzustellen.

Antrag

Art. 25 a Auktionen für die Einmalvergütung

Streichen

Begründung

Kleinanlagen eignen sich nicht, um in Auktionen ihre Investitionsrahmenbedingungen zu ermitteln. Diese Bürokratie muss nicht sein, denn die Preisstützung kann mit abgestuften Einmalvergütungen wie bisher erfolgen.

Antrag

Art. 26 Regelungen zur Wasserkraft

1 Für neue und erhebliche erweiterte Wasserkraftanlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden, sofern:

- a. es sich um Nebennutzungsanlagen handelt; oder
- b. sie sich innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen und mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind; oder
- c. wenn gleichzeitig Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 34 EnG zu entschädigen sind.

2 Kein Anspruch auf Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage.

3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

4 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach Art. 19 Abs. 1 lit. a erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 60 Prozent der an-rechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 oder einer allfälligen Förderung nach Art. 19 Abs. 1 lit. a abgezogen.

~~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.~~

~~2 Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 Art. 19 Abs. 4 lit. a gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.~~

~~3 streichen~~

~~4...~~

Begründung

Neuanlagen und Erweiterungen können mit der gleitenden Marktprämie gestützt werden. Die äusserst restriktive Haltung bei Kleinwasserkraftwerken soll aufgehoben werden. Die gewässerökologischen Auflagen haben alle Kraftwerke zu erfüllen, ganz egal ob klein oder gross. Eine Überförderung und damit eine Realisierung an nicht geeigneten Standorten kann durch die Gewährung von bescheidenen Investitionsbeiträgen vermieden werden.

Kommentar

Art. 26a Erneuerung von Wasserkraftanlagen (neu)

Es ist ein geeignetes Instrument für die Erneuerung der Wasserkraft vorzusehen. Die AEE Suisse verzichtet hier auf eine konkrete Formulierung. Wir halten aber fest, dass ein neues Finanzierungsregime für alle erneuerbaren Produktionskapazitäten im wettbewerblichen Strommarkt jetzt erarbeitet werden muss.

Kommentar

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windkraftanlagen

Windparks ab 10 MW nehmen am Ausschreibungsverfahren 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.

Antrag

Art. 35 Erhebung und Verwendung

3 Der Netzzuschlag beträgt 2.3 Rp./kWh. Der Bundesrat kann ihn für die Ausschreibungen gemäss Art. 19 bedarfsgerecht erhöhen, sollten die verfügbaren Mittel zur Zielerreichung nicht reichen.

Begründung

Die Rahmenbedingungen können nur verbessert werden, wenn der Bundesrat über die Mittelherkunft die Geschwindigkeit der Zielerreichung steuern kann. Ein Finanzierungsregime für eine verbesserte Versorgungssicherheit, dank neuen Kraftwerkskapazitäten, das gleichzeitig auf Wartelisten aufbaut, lehnen wir dezidiert ab.

Art. 36 Mittelverwendung**Kommentar**

Dieser Artikel ist neu zu konzipieren, die Mittelverwendung ist so auszugestalten, dass Kraftwerke gebaut werden können und nicht sich die Gesetzgebung darin erschöpft, ein Wartelistenmanagement aufzubauen. Daraus ergibt sich folgende Priorisierung:

1. Kleinanlagen müssen immer sofort Finanzierungszusagen erhalten; diese Priorisierung ergibt sich aus den tiefen Kosten von Einmalvergütungen und aus den raumplanerischen Zielen;
2. Die Ausschreibungsvolumen von Grossanlagen haben sich nach der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und den energie- und klimapolitischen Zielen zu richten.

organisiert

Alle gesetzlichen Grundlagen für ein Wartelistenmanagement lehnen wir ab, weil wir der Meinung sind, dass wir heute ein Finanzierungsregime für einen Systemumbau zu mehr erneuerbaren Energien gestalten. Diese energiewirtschaftliche und klimapolitische Systemrelevanz erlaubt es nicht mehr, weiterhin dem Gedanken einer Warteliste anzuhängen.

Antrag**Art. 37a Umlagefinanzierung für Kleinanlagen**

1 Die Investitionsbeiträge und die schweizweite Rückliefervergütung für Kleinanlagen gemäss Art. 19 werden von den Verteilnetzbetreibern, die Endkunden beliefern, als Zuschlag zu den Netzkosten .

2 Die Unternehmen dürfen die entstehenden Kosten auf die Endkunden überwälzen und in die Energiepreise einrechnen.

3 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten

Begründung

Für die Kleinanlage wird keine Abgabe im Sinne des Netzzuschlags erhoben. Vielmehr soll eine Umlagefinanzierung im Strombereich wieder Einzug halten. Diese Regelung war bereits mit dem Energienutzungsbeschluss 1990 und mit dem Energiegesetz 1998 geschaffen worden und mit dem KEV-Zuschlag abgeschafft worden. Die jüngste Rechtsprechung auf europäischer Ebene zeigt, dass eine **Umlage statt einer Abgabe**, der richtige Weg ist, die erneuerbaren Energien verlässlich in das Versorgungssystem einzubauen. Daher vertreten wir die Ansicht, dass das heutige Abgaberegime grundsätzlich in ein Umlagesystem umzuwandeln ist. Sofern dies nicht möglich erscheint, sollten mindestens für Kleinanlagen ein verlässlicher Finanzierungsmechanismus gefunden werden. Das Umlageverfahren ist jedem

Rechtswissenschaftler aus dem Sozialversicherungsrecht vertraut. Es muss jetzt ins Energierecht transformiert werden, wie dies in europäischen Nachbarländern auch vollzogen wurde und wie wir das auch bei der Umlage der Regelernergie und den Systemdienstleistungen bereits vollzogen haben.

Antrag**Art. 38 Auslaufen der Unterstützung**

Ersatzlos streichen

Begründung

Wir setzen heute Regulierungen auf für die Transformation eines ganzen Energiesektors für die nächsten 30 Jahre. Dabei müssen sich das Marktdesign (wettbewerblich und grenzüberschreitend mit Strombörsen) und das Finanzierungsdesign (Preisstützungssystem aufgrund von Auktionen) langfristig ergänzen. Der hier im Artikel 38 formulierte Unterstützungsgedanke ist eine nicht mehr sachgerechte Formulierung. Denn wenn die Marktpreissignale langfristig genügen, dann werden in Auktionen die gleitenden Marktprämien gegen Null tendieren und sie erledigen sich von alleine. Stellen sich aber an den Strombörsen dauerhaft Preise ein, die nur noch den Grenzkosten der teuersten Anlage entsprechen, und tendieren diese Grenzkosten immer stärker gegen null, dann ist eine Finanzierung neuer Kapazitäten mittels der gleitenden Marktprämie zwingend nötig und kann dank seiner Flexibilität als kostenminimales Verfahren betrachtet werden. Einzig für Kleinanlagen kann von einer Unterstützung gesprochen werden, diese Unterstützung muss aber über einen schweizweiten Rücklieferarif immer umlagefinanziert werden und orientiert sich an den Endkundenenergiepreisen. Das Auslaufen der Unterstützung ist kein verlässliches Signal bei der Gestaltung von Rahmenbedingungen. Eventualiter müsste es, wenn schon, so formuliert sein, dass 3 Jahre vor dem Auslaufen der Unterstützung die Bundesversammlung über die weitere Regulierung zum Umbau des Energiesystems mit den damaligen Erkenntnissen befindet.

Antrag**Änderungen in anderen Erlassen: StromVG****Art 9a (neu)**

¹ Der Bundesrat definiert Zielsetzungen für die zusätzliche Produktion im Winterhalbjahr und für das langfristig benötigte Speicherinventar im Inland, das benötigt wird, um bei Engpässen oder Versorgungskrisen die Sicherheit der Stromversorgung aus inländischen Quellen zu gewährleisten. Er trägt dabei der Flexibilität der Nachfrage Rechnung.

² Für Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Zuschlag auf den Übertragungskosten von maximal 0,2 Rp/kWh erhoben. Daraus werden die Mehrkosten finanziert

- a. Von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten, die durch die Ausrichtung der Produktion auf das Winterhalbjahr hervorgehen;
- b. für die Schaffung von Speichern;
- c. für den Ausbau der Sektorkopplung, soweit diese zur Vermeidung von Engpässen in der Stromversorgung beitragen.

Reicht der Zuschlag auf den Übertragungskosten nicht aus, berichtet der Bundesrat den Eidgenössischen Räten und stellt Antrag auf eine Neuregelung.

³ Die Verwendung der Mittel nach Absatz 2 ist nichtdiskriminierend und nach wettbewerblichen Gesichtspunkten zu gestalten; es sind im Grundsatz alle Technologien zu berücksichtigen, die im Zuge einer vermehrt witterungsabhängigen Stromerzeugung und auf erneuerbare Energiequellen zurückgreifen. Bei der Beurteilung der Systemdienlichkeit soll anhand von technischen Kriterien die Multifunktionalität neuer Speicher berücksichtigt werden.

⁴ Der Bundesrat berichtet über die Verwendung der Mittel und deren Wirksamkeit im Rahmen des Monitorings nach Artikel 55 EnG.

Begründung

Die Leistungen in Art 9a dienen der Finanzierung von Investitionen, die dazu dienen, die Sicherstellung der Versorgung im Winterhalbjahr und die Vorhaltung von Leistung (kW) oder von Energie (kWh) im Hinblick auf Spitzenlasten zu verbessern. Diese Zielsetzung legt Art. 9 des StromVG bereits heute fest.

Was die Schaffung von Speichern anbelangt, sollen diese unabhängig von Technologie und Grösse im Netz anspruchsberechtigt sein; zentrales Kriterium soll die Systemdienlichkeit sein. Wettbewerbliche Verfahren sollen dazu dienen, wirtschaftliche Gesichtspunkte bei der Auswahl der Installationen zu berücksichtigen.

Die Beiträge an die Zusatzproduktion für das Winterhalbjahr und für die Speicherung ergänzen die Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds und können von der nationalen Netzgesellschaft direkt auf die Netzkosten umgelegt werden. Die Kosten der Bewirtschaftung von Speichern werden nicht mit den Mitteln nach Artikel 9a finanziert. Die Deckung von Reserve- und Vorhaltekosten gehört bereits zum Leistungsauftrag der Netzgesellschaft nach Artikel 20 StromVG und wird aus den ordentlichen Gebühren von Swissgrid bestritten. Swissgrid finanziert die Systemdienstleistungen auf Basis von Grenzkosten (Marktpreise für Nutzungskosten bereits vorhandener Speicher). Diese Marktpreise sind zu gering, um den Bau neuer Speicher zu veranlassen.

Die Finanzierung neuer Speicher kann durch Investitionsbeiträge oder durch eine gleitende Marktprämie erfolgen. Das Gesetz macht dazu keine festen Vorgaben. Es ist am Bundesrat, die Modalitäten zu bestimmen und der Entwicklung anzupassen.

Kommentar

Zur Netzebene 7 und dem geplanten Netzentgelt

Wir bitten Sie auch, auf die im StromVG vorgesehenen Massnahmen betreffend Tarifstruktur (Leistungsentgelt statt Arbeitsentgelt) ganz zu verzichten, weil auf Netzebene 7 nicht die Leistung, sondern die lokal kumulierten gleichzeitigen Energieflüsse die Kosten bestimmen.

Um die Marktposition der kleinen Photovoltaik zu verbessern, sollten Kantone und Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, auf Netzebene 7 eine distanzabhängige Netztarifierung einzuführen, die dem Verursacherprinzip besser Rechnung trägt. Der Transport von Elektrizität soll – wie bei Grossverbräuchen – nur mit den Kosten jener Netzebene belastet werden, die tatsächlich beansprucht wird, wodurch sich neue Kanäle zur Direktvermarktung und Einsatz von Quartierspeichern eröffnen. Die Wettbewerbsstellung der lokalen Stromerzeugung kann massgeblich verbessert werden, wenn der Transport von Elektrizität – wie bei Grossverbräuchen – nur mit den Kosten jener Netzebenen belastet sind, die tatsächlich beansprucht werden.

Kommentar

Zur Behandlung von Speichern

Abschliessend möchten wir noch die heute bestehende diskriminierende Regulierung bei

Speichern ansprechen. Wir erwarten, dass mit dieser Gesetzesrevision die Gleichbehandlung der Technologien Einzug hält. In dem Sinne erwarten wir mit der Botschaft zur Revision auch in dieser Frage eine zukunftsweisende Gesetzesbestimmung, die alle Speichertechniken punkto Netzgebühren gleichbehandelt werden. Eine Harmonisierung ist dringend nötig, damit es nicht länger zu Doppelbelastungen bei den Netzgebühren kommt.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung dieser Stellungnahme und stehen für Rückfragen jederzeit zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Gianni Operto, Präsident



Stefan Batzli, Geschäftsführer