

Einreichfrist: 28. Mai 2024



Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
3003 Bern

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

Bern, 28. Mai 2024

Stellungnahme des Vereins energie-wende-ja zur Revision der Energieverordnung EnV, Energieförderungsverordnung EnFV, Stromversorgungsverordnung StromVV im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien / Stromgesetz

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns bestens für die Möglichkeit, eine Stellungnahme zu den Verordnungen zum Vollzug des Stromgesetzes abgeben zu können. Wir unterstützen das Stromgesetz vollumfänglich und setzen uns im Abstimmungskampf entschieden dafür ein. Wir haben uns bereits mehrfach zum Stromgesetz im Rahmen seiner Entstehung geäußert: Vergl. dazu www.energie-wende-ja.ch

Wir sind der Meinung, dass das Stromgesetz eine gute Grundlage bietet, um zweckmässige Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Energiewende zu setzen. Dabei kommt dem Vollzug – und damit den Verordnungen – eine grosse Bedeutung zu. Einleitend konzentrieren wir uns auf einige wichtige grundsätzliche Überlegungen.

Grundsätzliche Überlegungen und Beurteilung

Wir begrüßen das vorliegende Stromgesetz. Im Prinzip können damit zweckmässige Rahmenbedingungen für die Energiewende gemäss den festgelegten Zielen erlassen werden. Wir erachten dabei den Ausbau von 35 TWh Strom pro Jahr aus neuen erneuerbaren Energien – ohne Wasserkraft – als absolutes Minimum. In unseren Überlegungen gehen wir alleine für Fotovoltaik von 35 TWh/a bis 2035 aus. Aus Wasserkraft sollen zudem plus 2 TWh/a, aus Windkraft 3 TWh/a, aus Biomasse 2 TWh/a und von Power to X 3 TWh/a angestrebt werden. In Tabelle 1 legen wir die anzustrebenden Ziele für 2035 bzw. 2050 für eine dringend notwendige, forcierte Dekarbonisierung und den Ausstieg aus der Atomkraft dar. Eine ausführliche Beschreibung der notwendigen Ziele und Vorgehensweisen erfolgt im Artikel HK-Gebäudetechnik 3-2024, «Für sichere Versorgung», Ruedi Meier, Walter Ott, Bern/Baden, 2024 (1).

Tabelle 1: Zubau Erneuerbare Energien bis 2035 bzw. 2050:

Möglicher Zubau TWh p.a. (abrufbar nach rollender Bedarfsprognose)	2024 - 2035	2024 - 2050
Wasserkraft: Runder Tisch (+13 Stausee-Erhöhlungen, neu Trift, Gorner)	2	3
Photovoltaik: Alle Kategorien (Fläche total 150-250 km ²)	35	40 - 45
Windkraft: Anzahl Total 300-600 Windrädli	3	6
Biomasse ⇨ Methan	2	4
Power to X: Inlandproduktion (Sommerüberschuss ⇨ Winterlücke)	3	8
Total möglicher Zubau an erneuerbaren Energien	45 Manko = 9	61 – 66 Reserve=8-13

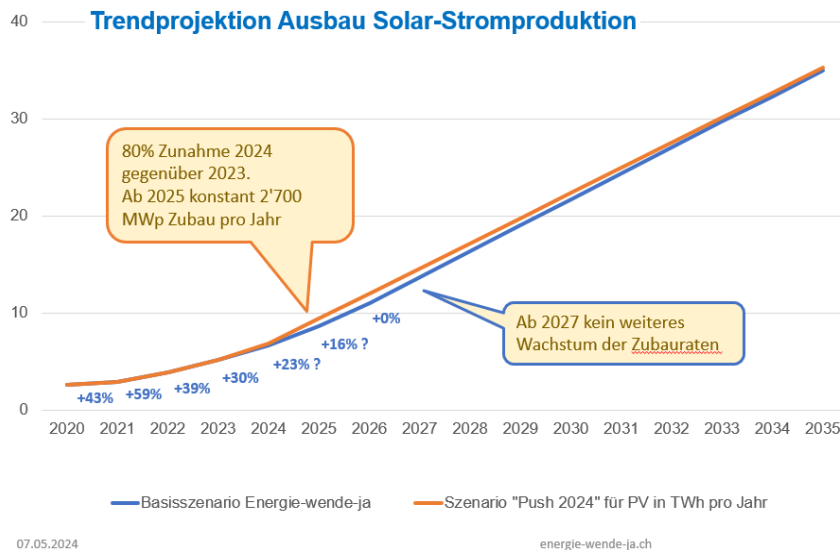
Insbesondere bei der Fotovoltaik hat in den letzten Jahren ein disruptiver Zubau stattgefunden. Von 2020 bis 2023 hat eine Verdoppelung der installierten Leistung der PV mit zweistelligen Wachstumsraten stattgefunden: Vergleiche dazu Tabelle 2. Gemäss den Eingaben der Fördergesuche bei Pronovo hält das Wachstum auch für 2024 unvermindert an. Im Prinzip kann davon ausgegangen werden, dass ab 2026 mit einem Zubau von 2'782 MW pro Jahr bis im Jahr 2035 35 PV erreicht werden.

Inwiefern dieser Zubau der Fotovoltaik und der weiteren Erneuerbaren Energie effektiv eintritt, hängt entscheidend von den zukünftigen Rahmenbedingungen ab. Der Boom der letzten Jahre wurde durch diverse Faktoren ausgelöst: Krieg in der Ukraine mit Gasknappheit, über 50% stillstehende AKW in Frankreich, erhöhter Preis für CO₂-Zertifikate in Europa. Die Energie- und vor allem Strompreise stiegen massiv an. Eine drohende Stromversorgungslücke mit teuren Blackouts rückte ins Bewusstsein der Bevölkerung. Für die Zukunft wünschen wir uns weniger dramatische Ereignisse. In einem berechenbaren Umfeld bleiben die Rahmenbedingungen für den weiteren Zubau der Erneuerbaren Energien zentral. Im Vordergrund steht die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Investitionen. Um dies zu gewährleisten, müssen die zukünftigen exogenen Faktoren antizipiert werden. Es ist in keiner Weise zielführend, wenn aufgrund von Rahmendaten und Berechnungen der letzten Jahre die Fördermittel und Preise festgelegt werden. **Vielmehr gilt es die zukünftigen Entwicklungen abzuschätzen und eine konsistente Förderpolitik festzulegen.** Die Abschätzung der europäischen Strompreise spielt dabei eine zentrale Rolle: Hatten wir in den letzten Jahren eine ausgeprägte Knappheitssituation mit hohen Preisen und ausgeprägten Investitionsanreizen, so ist für die kommenden Jahre eher mit Überschussangeboten und tieferen Preisen zu rechnen. Es droht eine Situation des Missing Money. Vom Regulator muss die Lage mit Förderanreizen korrigiert werden.

Tabelle 2: Szenario Erneuerbare Energie bis 2035 – 35 TWh aus PV machbar.

Szenario erneuerbare Energie bis 2035

35 TWh aus PV machbar – Rahmenbedingungen entscheidend!



Jahr	Zubau MWp	Δ% Zubau	MWp Ende J	GWh/Jahr
2020	475	46%	2'973	2'599
2021	682	43%	3'655	2'842
2022	1'081	59%	4'737	3'858
2023	1'500	39%	6'237	5'106
2024	1'950	30%	8'187	6'591
2025	2'399	23%	10'585	8'601
2026	2'782	16%	13'367	11'020
2027	2'782	0%	16'150	13'686
2028	2'782	0%	18'932	16'351
2029	2'782	0%	21'714	19'016
2030	2'782	0%	24'497	21'682
2031	2'782	0%	27'279	24'347
2032	2'782	0%	30'061	27'013
2033	2'782	0%	32'843	29'678
2034	2'782	0%	35'626	32'343
2035	2'782	0%	38'408	35'009
2036	2'782	0%	41'190	37'674

Δ% Zubau = Wachstum Zubaukapazität

21

Leider wird in den Vernehmlassungsunterlagen auf die Zusammenhänge des europäischen Strommarktes und der Investitionstätigkeit nicht eingegangen. Wir sind der Meinung, dass dies zwingend nachzuholen ist. Die Förderansätze dürfen nicht mit ex-post-Werten berechnet werden. Vielmehr ist von ex-ante-Werten auszugehen. Die vorliegenden Berechnungen führen für die kommenden Jahre zu einem massiven Ausbremsen des Zubaus der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Fotovoltaik. Dadurch wird der zentrale Pfeiler der Energiewende in Frage gestellt. Die aufgebauten Strukturen für die Energiewende würden zerstört. *energie-wende-ja* verlangt eine grundsätzliche Neubearbeitung der Berechnungen mit zukunftsgerichteten Analysen. Mit den vorliegenden Berechnungen werden alle Versprechungen für einen massiven Zubau der erneuerbaren Energien zunichte gemacht. Der klare Volkswille würde torpediert.

Zu einzelnen Bereichen und Artikel nehmen wir folgt Stellung:

1. EnG Art. 2 und 3 und Art. 55 Ausbauziele, Monitoring

Im **EnG Art. 2 und 3 und Art. 55 Ausbauziele** werden minimale Ziele festgelegt. Wir sind der Meinung, dass dies in der Verordnung berücksichtigt werden soll und im oben ausgeführten Sinn weitergehende Richtwerte festgelegt werden, um

- den laufenden Zubau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Fotovoltaik, nicht auszubremsen und entstandene Strukturen nicht zu zerstören,
- die Dekarbonisierung gemäss den Zielen des Pariser Abkommens zu beschleunigen,
- den Ausstieg aus der Atomwirtschaft bis spätestens 2035/2040 zu bewerkstelligen.

Die Förderung ist auf die entsprechenden Ziele auszurichten. Wir erwarten, dass entsprechende Zielsetzungen und Fördermassnahmen in der ersten Publikation der 5-Jahresziele im Herbst 2024 enthalten sind.

In den jährlichen Energiestatistiken und den Monitoringberichten ist ebenfalls von allen neuen Förderinstrumenten und allen Kategorien des Zubaus der erneuerbaren Energien auszugehen, z.B. PV-Zubau an Fassaden, Infrastrukturen, Freiflächen. Zudem gilt es den gesamten Ertrag aus Solaranlagen, inkl. Eigenverbrauch, zu erfassen. Im Rahmen von Evaluationen sind die Wirkungsketten der Fördermassnahmen und allfällige Hindernisse zu erfassen, um bei fehlender Zielerreichung korrigierend eingreifen zu können. Die Nutzung der zu schaffenden Datenplattform gemäss StromVG erachten wir als selbstverständlich.

2. EnG Art. 15 Abs. 1 Vergütung

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

3. EnG Art. 36a Tresoreriedarlehen

Zukünftig kann die Eidgenössische Finanzverwaltung (EFV) dem Netzzuschlagsfonds Tresoreriedarlehen gewähren. Der Spielraum für die Zielerreichung mit adäquater Förderung soll gewährleistet werden, was in der Verordnung formuliert werden soll. Wartelisten gilt es zu verhindern solange die Energiewende nicht auf Kurs ist.

4. EnG Art. 45a Solarpflicht bei Gebäudefläche grösser 300 m²

Die entsprechende Umsetzung erfordert klare Ausführungsbestimmungen, welche die anrechenbare Gebäudefläche sowie die Mindestgrösse der Anlage definieren. Es sollen jeweils die ganzen Dachflächen sowie die geeigneten Fassaden genutzt werden.

5. EnG Art. 45b Nutzung der Sonnenenergie bei Infrastrukturen des Bundes

Diese beiden Artikel sollen in der Verordnung umgesetzt werden. Verwaltungsinterne Richtlinien sind nicht ausreichend. Es ist auch sicherzustellen, dass der Bund alle geeigneten Flächen Dritten zur Verfügung stellt, wenn keine Eigennutzung realisiert wird. Dabei sollen alle geeigneten Infrastrukturen in der ganzen Breite einbezogen werden: Verkehr mit Autobahnüberbauungen, -böschungen, Parkplatzüberdachungen, Lärmschutzwänden. Schulen mit Dächern, Fassaden, Anbauten, Freiflächen etc.

6. Art. 46a Vorbildfunktion von Bund und Kantonen in Bezug auf die Energieeffizienz

Für die Energieeffizienz muss ein Absenkpfad definiert und ein Massnahmenpaket festgelegt werden.

7. Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) Art 30b Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen Änderungsantrag

Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen: ...

3 Der Vergütungssatz für eine Wasserkraftanlage beträgt höchstens:

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

Begründung

Die Höchstwerte von 30 Rp./kWh sind viel zu hoch. Es würden Projekte mit sehr teurem Sommerstrom aus Wasserkraft gefördert, was jeglichen ökologischen Grundsätzen und den Versprechungen im Rahmen der Diskussion des Stromgesetzes widerspricht. Der Maximalsatz ist auf 15 Rp/kWh zu begrenzen.

8. Art. 12 Vergütung nach Art 15 EnG

Die Berechnungen für die Vergütungen müssen ex-ante statt ex-post ausgerichtet werden. Die zumindest temporär zu erwartenden Überschusssituationen auf den europäischen Strommärkten muss bereits heute bestmöglich antizipiert werden. Für zukunftsorientierte Werte müssen die Amortisationen sichergestellt werden. Ein Einbruch des Zubaus der erneuerbaren Energien, insbesondere der Fotovoltaik, ist entschieden zu verhindern. Eine volle Nutzung der Dachflächen ist anzustreben.

Änderungsanträge für höhere Minimalvergütungen bei nur drei Referenzanlagen

1^{bis} Die Minimalvergütung beträgt:

a. für Solaranlagen mit einer Leistung unter 30 kW: 4,6 Rp./kWh.

Vorschlag/Forderung: Neu 8-12 Rp./kWh;

b. für Solaranlagen mit Eigenverbrauch und einer Leistung von 30 bis 150 kW: 0 Rp./kWh.

Vorschlag/Forderung: Neu 4 Rp./kWh;

c. für Solaranlagen ohne Eigenverbrauch mit einer Leistung von 30 bis 150 kW: 6.7 Rp./kWh.

Vorschlag/Forderung: Neu 7 Rp./kWh.

Begründung

- Die Annahmen für die vorgeschlagenen Werte des Verordnungsentwurfs beruhen auf Vergangenheitswerten. Es ist aber mit zukünftigen Werten und Preisen auf einer viel breiteren Basis zu rechnen.
- Die Eigenverbrauchswerte werden als zu hoch angenommen: Statt mit 40% ist max. mit 25% zu rechnen. Die Annahmen über der Eigenverbrauchsanteile pro Kategorie sind zudem für grössere Anlagen unplausibel.
- Die angenommenen Steuerabzüge sind sehr hoch und gelten nur für ausgewählte Privatpersonen in einzelnen Kantonen. Die Steuerabzüge sollen nicht berücksichtigt werden. Damit werden speziell risikobehaftete Zusatzinvestitionen generiert.
- Für sehr wertvolle Anlagen an Fassaden und mit Ost-West-Ausrichtung sind geringere spezifische Erträge als 1'000 kWh/kW anzunehmen. Die in der Verordnung vorgenommene Kategorisierung der Minimalvergütungen muss überdacht und der (künftigen) Realität angepasst werden, in der vorliegenden Form ist sie unhaltbar.

9. Art. 12 Abs 1bis Buchstabe EnV Wasserkraft:

Änderungsantrag:

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

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

10. Kapitel 7a Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten

Wir legen grossen Wert auf eine möglichst wirksame Umsetzung der Effizienzmassnahmen.

Art. 51a Zielvorgaben

«1 Elektrizitätslieferanten, die in den vorangegangenen drei Kalenderjahren durchschnittlich 10 GWh oder mehr Elektrizität an ihre Endverbraucherinnen und Endverbraucher abgesetzt haben (Referenzstromabsatz), müssen jährlich Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen im Umfang von 2 Prozent ihres Referenzstromabsatzes realisieren.»

Änderungsantrag und Begründung

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

Art. 51b Massnahmen

Änderungsantrag:

1 Massnahmen zur Effizienzsteigerungen sind zulässig, wenn:

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

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

Begründung

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

Die Wirkungsdauer in Abs.2 ist ein nötiger aber entweder nicht hinreichender oder ungenügend klarer Faktor. So sollten aktuell keine Leuchtstoffröhren mehr verkauft werden dürfen aufgrund der neuen Mindesteffizienzvorgaben. Trotzdem kann die Umstellung von Leuchtstoffröhren auf LED relevante Einsparungen bringen. Diese Einsparungen dürfen jedoch nicht über die Lebensdauer der LED angerechnet werden, da ein solcher Umstieg vielleicht in 3 oder 5 Jahren ohnehin passiert wäre. Die zusätzliche Wirkungsdauer muss dies entsprechend berücksichtigen. Es gibt hierzu viel Wissen (und Fehler) aus den CO₂-Märkten zu lernen, wo ebenfalls Referenzentwicklungen eine wichtige Rolle spielen. Die Umsetzung in anderen Ländern löst dies bei analogen Effizienzinstrumenten z.T. durch Diskontfaktoren oder die maximale Anrechnung für das erste oder die ersten 5 Jahre. Es ist dabei völlig in Ordnung, wenn die hier berücksichtigte Wirkung abweicht von den Regeln, die bei den wettbewerblichen Ausschreibungen gelten. Denn bei den wettbewerblichen Ausschreibungen geht es darum, unwirtschaftliche Massnahmen wirtschaftlich zu machen. Die Multiplikation aus angerechneter Wirkungsdauer und dem Förderbeitrag pro kWh entspricht also dem nötigen Förderbeitrag. Werden kürzere Wirkungsdauern eingesetzt, muss bei der wettbewerblichen Ausschreibung der Beitrag pro kWh steigen.

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

11. Übergangsbestimmungen zu HKN

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

Änderungsantrag

2 Die Vollzugsstelle stellt für die bis am 31. Dezember 2024 produzierten und bis spätestens am 28. Februar 2025 der Clearingstelle nach Artikel 45e der Mineralölsteuerverordnung in der Fassung vom 1. Januar 2022 gemeldeten Mengen an schweizerischem Biogas, Biowasserstoff und synthetischem Gas Herkunftsnachweise aus. Diese sind **12** Monate gültig.

Begründung

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

12. Stromversorgungsverordnung (StromVV)

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

Änderungsantrag

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

Begründung

Der hier vorgeschlagene Anteil von 20% liegt deutlich unter dem Status quo des Schweizer Strommixes (über 60% erneuerbare Energien). Wir fordern, dass der Spielraum, welcher das StromVG für die erweiterte Eigenproduktion vorsieht, genutzt wird, um PPAs als einen sicheren und planbaren alternative Finanzierungsmechanismus zu etablieren. Dies kann erreicht werden, indem der Anteil einheimischer erneuerbarer Energien in der erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung korrespondierend mit den 5-Jahres-Zubauzielen schrittweise erhöht wird. So würde ein Anreiz geschaffen, dass sich der Anteil laufend erhöht. So können Anlagenbetreiber ihren Absatz langfristig planbar absichern. Gleichzeitig schafft die Erhöhung des Anteils vorhersehbare Anreize für den Abschluss von neuen PPAs und somit Investitionssicherheit.

13. Art. 8e-8i: Datenplattform

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

flächendeckend erfasst werden. Die Verordnung und die sicherlich nötigen Revisionen sollen sich an diesen Oberzielen orientieren.

14. Art. 13e Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen:

2 Die pauschale Abgeltung nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG beträgt 59 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung.

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

Die 59 CHF/kW bzw. 50 CHF/kW sind viel zu tief und lassen die Leitungslänge komplett ausser Acht. In der Definition der Abgeltung muss die Leitungslänge beachtet werden, wie folgt:

2 Die pauschale Abgeltung nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG beträgt 59 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung pro Kilometer Leitungslänge.

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

Begründung:

Das Gesetz spricht klar von einer solidarischen Finanzierung der erzeugungsbedingten Netzzusatzkosten. Diese Bestimmung ist ein zentraler Eckpfeiler für einen weiterhin ungehinderten Ausbau der PV-Kapazitäten im Ausmass und Tempo, die es braucht, um den Produktionszielwert des Gesetzes um 2035 bzw. 2050 zu erreichen. Die vorgeschlagenen Ansätze reichen aber in keiner Weise für eine solidarische Finanzierung aus, sie sind bestenfalls eine Förderung des Ausbaus. Dadurch wird in Kauf genommen, dass ein Teil (vor allem kleinere VNB) der VNB beim erforderlichen Netzausbau bremst und die Zielerreichung gefährdet.

15. Art 18a Netznutzungstarife der Niederspannungsebene

Änderungsantrag

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

Begründung

Absatz 2 beschreibt die Optionen des Netzbetreibers, sagt aber nicht welche Tarifmodelle den Basiskunden angeboten werden müssen. Basiskunden ohne elektrische Heizung und Warmwasser oder Ladestation haben heute kaum Möglichkeiten auf dynamische Preise zu reagieren, weshalb Optionen 2b und 2c nicht attraktiv/sinnvoll sind. Deshalb soll Option 2a verpflichtend angeboten werden und 2b und 2c optional.

16. Art. 19d Inanspruchnahme von garantierten Flexibilitätsnutzungen

Änderungsantrag

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

Begründung

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

17. 1a. Abschnitt: Informationspflichten

Art. 7b Abs. 2:

Änderungsantrag

2 Sie müssen die Endverbraucher auf der Rechnung informieren über:

- a. die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs im Vergleich zu **den drei vorhergehenden Jahren**;
- c) Möglichkeiten zur Identifikation und Realisierung von Einsparpotenzialen. Möglichkeiten zur Identifikation **und Realisierung** von Einsparpotenzialen

Begründung

Wenn nur ein Vergleichsjahr aufgeführt wird, ist dies zu wenig aussagekräftig. Für die meisten Leute dürfte für die Realisierung von Einsparpotenzialen ein blosser Verweis auf PERLAS oder eine lokale Energieberatungen zu wenig konkret sein.

18. 3c. Abschnitt: Lokale Elektrizitätsgemeinschaften

Art. 19e Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

Änderungsantrag

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

Begründung

Die Eintrittshürde für eine LEG mit mindestens «20% der Anschlussleistung» ist zu hoch und verhindert die Gründung einer LEG. Der grösste Anteil der Produktion muss ins Netz zurückgespeist werden. Ein lokaler LEG-Verbrauch wird verhindert und es besteht kein Anreiz, in grössere Anlagen zu investieren.

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

Flexibilität bei der Umsetzung mit Übergangsfristen: Eine LEG ist dynamisch. Teilnehmende können jederzeit ein- und austreten oder Anlagen neu integriert werden. Beim Wechsel von Teilnehmenden oder bei Neuintegration von Anlagen kann es vorkommen, dass Grenzwerte der Anschlussleistung kurzfristig nicht eingehalten werden können. Mit einer Übergangsfrist von 6 Monaten soll diese Unsicherheit entschärft werden. Nachträgliche Anschlussverstärkungen im Quartier ausschliessen: Nachträgliche Anschlussverstärkungen im Quartier (zum Beispiel durch neue Elektroladestationen) können das Verhältnis der Anschlussleistung

stark verändern, ohne dass eine LEG informiert und involviert ist. Um die Investitionssicherheit zu gewährleisten, dürfen nachträgliche Anschlussverstärkungen nicht zu einer Auflösung der LEG führen.

19. Art. 19h Reduktion des Netznutzungstarifs

Änderungsantrag

Der Abschlag auf dem Netznutzungstarif, den die Teilnehmer der Gemeinschaft für den Bezug von selbst erzeugter Elektrizität beanspruchen können (Art. 17e Abs. 3 StromVG), beträgt 30, Neu 60 Prozent ihres Standardtarifs auf Netzebene 7 und 15, Neu 40 Prozent auf Netzebene 5 (Art. 18 Abs. 3 StromVV).

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

Begründung

Die vorgeschlagenen Abschläge der Netznutzungstarifes bieten viel zu geringe Anreize, um eine LEG zu bilden. Es macht keinen Sinn, auf Gesetzesebene die LEG neu einzuführen, um sie dann mit unmöglichen Vorgaben zur Wirtschaftlichkeit auf Verordnungsebene gleich wieder abzuschaffen.

LEGs bieten Anreize, dass der Strom dann und dort verbraucht wird, wann und wo er auch produziert wird. Dies entlastet das Netz und sollte auch entsprechend honoriert werden. LEGs, die netzdienlich betrieben werden können, haben voraussichtlich leicht höhere Systemkosten, optimieren dafür aber das System und können somit auch wichtige Flexibilität bereitstellen. Bei einem zu kleinem Netzabschlag bestünde die Gefahr, dass ausschliesslich pro-forma LEGs gebildet werden, bei denen einzig die Abrechnungsmethodik angepasst wird, aber ansonsten keine netzdienlichen Vorteile auftreten würden.

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

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

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

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

dass die Elcom hier Akteurin ist. Unklar ist auch, wie in einem solchen Fall die pauschale Abgeltung angepasst wird, da eine vorzeitige Auflösung zusätzliche Erträge am Strommarkt erlaubt.

Art.5a Pauschalabgeltung und Vergütung von Leistungsvorhaltung

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

Änderungsantrag

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

3

Begründung

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

Anhang 2.1

Anlässlich des Antrages im Nationalrat, für alpine Solaranlagen die Frist bis zur Einspeisung von 10% der Leistung bis Ende 2025 zu verlängern, sagte Bundesrat Rösli am 21.12.2023, diese Frist müsse nicht verlängert werden. Er werde auf Verordnungsebene dafür sorgen, dass die normale EiV zusammen mit dem Neigungswinkelbonus und dem Höhenbonus die EiV des Solarexpress ersetzen kann. Wir möchten darauf hinweisen, dass dies mit diesem Verordnungsentwurf noch nicht der Fall ist. Im konkreten Fall der Morgeten Solar gerechnet, dem bisher einzigen alpinen Solarprojekt mit Baubewilligung, bewirkt die in dieser Revision vorgeschlagene Verdoppelung des Neigungswinkelbonus nur eine Erhöhung der EiV von heute 23,5% auf 31% ab dem 1.1.2025. Das kann kein Ersatz sein für eine EiV von über 50% gemäss dem Solarexpress. Nur eine zusätzliche Erhöhung des Höhenbonus könnte die normale EiV plus Neigungswinkelbonus plus Höhenbonus auf ein Niveau heben, das als Nachfolgeregelung des Solarexpress in Frage kommen würde.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Ruedi Meier
Präsident energie-wende-ja

Walter Ott
Vorstandsmitglied energie-wende-ja

Peter Stutz
Vorstandsmitglied energie-wende-ja

Anhang

**1. HK-Gebäudetechnik 3-2024_Info S8-13_Für sichere Versorgung
mit EE_Ruedi Meier+Walter Ott_v99.pdf** (1 MB)