



Link zu den Unterlagen: [https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2024/2/cons\\_1](https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2024/2/cons_1)  
zugehöriges Gesetz: [https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/de#lvi\\_2/sec\\_2\\_d](https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/de#lvi_2/sec_2_d)

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](mailto:verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch)

Bern, 18. April 2024

Stellungnahme der Schweizerischen Vereinigung für Sonnenenergie SSES zur Revision der  
Energieverordnung EnV, Energieförderungsverordnung EnFV, Stromversorgungsverordnung StromVV im  
Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien /  
Mantelerlasses / Stromgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Herzlichen Dank für die Möglichkeit, an der Vernehmlassung mitwirken zu können. Untenstehend finden Sie unsere allgemeine Einschätzung der Vorlage sowie detaillierte Rückmeldungen. Dabei werden wir uns aufgrund der Komplexität (der Mantelerlass hat einen Umfang von 38 juristisch geschriebenen Seiten mit nur Änderungen und Ergänzungen bestehender Gesetze, die Verordnungsänderungen gesamthaft über 110 Seiten) in unserer Stellungnahme auf die Punkte, welche Konsumierenden und Prosumerinnen und Prosumer von besonderer Bedeutung sind, beschränken. Für die anderen Punkte, insbesondere die Abnahmevergütungen (welche auch Prosumerinnen und Prosumer betreffen), möchten wir auf die Stellungnahme unserer Fachgruppe VESE verweisen. Diese ist ergänzend am Schluss dieser Stellungnahme aufgeführt. Wir stimmen den Rückmeldungen von VESE vollumfänglich zu.

Für Rückfragen und weitere Auskünfte steht Ihnen nachfolgende Person gerne zur Verfügung:  
Walter Sachs, Präsident SSES: Tel. 076 528 09 36, [walter.sachs@sses.ch](mailto:walter.sachs@sses.ch)

Mit sonnigen Grüßen,

Walter Sachs, Präsident SSES



## 1. Teil: Vernehmlassungsantwort SSES

Allgemeine Beurteilung der Vorlagen .....	3
Detaillierte Rückmeldungen.....	4
Energieverordnung EnV .....	4
EnG Art. 45a: Solarpflicht bei Gebäudefläche grösser 300 m <sup>2</sup> .....	4
EnG Art. 45b: Nutzung der Sonnenenergie bei Infrastrukturen des Bundes.....	4
Art. 51a-k: Effizienzmassnahmen .....	4
Stromversorgungsverordnung StromVV.....	5
Art. 4: Grundversorgungstarife.....	5
Art. 4a Mindestanteile an Elektrizität aus erneuerbaren Energien.....	5
Art. 4b: Standardstromprodukt, Herkunftsnachweise.....	5
Art. 8e-8i: Datenplattform.....	6
Art. 9a: PV-Anlagen von nationalem Interesse .....	7
Art. 18a: Standardstromprodukt, Netznutzungstarife .....	8
Energieverbrauch und allgemeine Anmerkungen .....	9

## 2. Teil: Vernehmlassungsantwort VESE

- Minimalvergütungen / Rückliefertarife
- Herkunftsnachweise
- Einmalvergütungen
- Gleitende Marktprämie (Gleichbehandlung mit Wasserkraft)
- Anforderungen an den Betrieb / Lebensdauer
- Projektierungsbeiträge auch für PV
- "erweiterte Eigenproduktion" - Möglichkeiten zur PV-Amortisation
- Leitungsverstärkungen
- ZEV
- Netznutzungstarife
- Speicher
- Flexibilität
- LEG



## Allgemeine Beurteilung der Vorlagen

Die SSES begrüsst die Gesetzesänderungen, welche mit dem "Mantelerlass" in Kraft treten werden und im Juni 2024 zur Abstimmung stehen. Insbesondere das erklärte Ziel, bis 2035 mind. 35 TWh Strom aus neuen erneuerbaren Energien zu produzieren.

Wir hatten dieses "Stromgesetz" - wie der Mantelerlass auch genannt wird - während des gesamten parlamentarischen Prozesses begleitet und beobachtet, wie mit jeder Differenzbereinigung, mit jeder Debatte, das Gesetz weiter an Qualität und Schlagkraft verlor. Trotzdem sind wir nun verwundert, dass in den Verordnungsentwürfen insbesondere kleinere Prosumentinnen und Prosumenten, z.B. Eigentümerschaften von EFH oder auch kleinere ZEVs, welche für die Energiewende nicht nur aus energetischer Sicht, sondern auch wegen ihrer Rolle als «Energiebotschafter» wichtig sind, gegenüber den bestehenden Verordnungen schlechter gestellt werden sollen. Dies, obwohl das erklärte Ziel des Mantelerlasses ist, die Energiewende massiv zu beschleunigen: Innert der nächsten 10 Jahre auf 35 TWh, das entspricht einem Zubau von ca. 2.6 GW Solar pro Jahr. In den vergangenen drei Jahren wurden im Schnitt ca. 1.1 GW zugebaut, wir brauchen also «per sofort» eine Verdoppelung des Zubaus. In unseren Augen kann dieses Ziel mit den vorliegenden Verordnungen nicht erfüllt werden.

Erwartet hätten wir deswegen Verordnungsbestimmungen, welche eine massive Beschleunigung des Solarausbaus anschieben würden - wie z.B. eine griffige Solarpflicht, stabile und planbare Vergütungsmodelle und vor allem Rechtssicherheit für alle Anlagentypen. Denn durch das Umstellen der Abnahmevergütungen auf «Markterlöse» mit unrealistisch tiefer Minimalvergütung gegenüber dem bisherigen Modell der «Gestehungskosten» werden die bestehenden PV-Besitzenden massiv und völlig unnötig verunsichert.

Der Solarausbau ist eine gesellschaftliche Aufgabe, hier braucht es jeden Energiebotschafter, jede Energiebotschafterin - doch ob die bestehenden PV-Besitzenden nach diesen Änderungen weiterhin von ihrer Anlage überzeugt sind und diese Botschaft auch verbreiten, wagen wir zu bezweifeln. Wir möchten deswegen den Bundesrat ermutigen, von seinen mit den Rahmenbedingungen des Mantelerlasses gegebenen Möglichkeiten grosszügig im Sinne der Prosumerinnen und Prosumer sowie kleineren Produzierenden von erneuerbaren Energien Gebrauch zu machen.

In der Vernehmlassungsantwort der SSES werden wir nur auf Punkte eingehen, welche Prosumerinnen und Prosumer sowie Endkonsumierende betreffen. Für die Belange grosser Solarstromproduzenten sowie eine faire, transparente und stabile Minimalvergütung verweisen wir auf die Vernehmlassungsantwort unserer Fachgruppe VESE, welche dieser Stellungnahme angehängt ist.



## Detallierte Rückmeldungen

### Energieverordnung EnV

#### EnG Art. 45a: Solarpflicht bei Gebäudefläche grösser 300 m<sup>2</sup>

Die in Art. 45 genannte Solarpflicht ist in den Verordnungen nicht weiter konkretisiert. Auch wenn die Umsetzung der Solarpflicht wohl Sache der Kantone ist, hätte man zumindest Ausführungsbestimmungen bzgl. der Definition der anrechenbaren Gebäudefläche und einer Minimalgrösse der Anlage erwartet. Wir fordern den Bundesrat auf, hier seinen Spielraum zu nutzen und die im Gesetz vorgesehene Solarpflicht zu konkretisieren. Andernfalls wird dieser Gesetzesartikel in der Praxis in den Kantonen kaum Beachtung finden.

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

Im Energiegesetz ist ausdrücklich vorgesehen, dass Infrastrukturen des Bundes und der bundesnahen Betriebe solaraktiv auszurüsten sind. Sollte dies nicht geschehen, sind diese Flächen Dritten zur Verfügung zu stellen. In den Verordnungen finden sich keinerlei Ausführungen dazu, das entspricht nicht der Idee des Gesetzes.

Für eine Realisierung der Bestimmungen des Art. 45b hätte es Ausführungsbestimmungen gebraucht - z.B. welche Dachflächen unter welchen Bedingungen belegt werden müssen, ob diese eigenverbrauchsoptimiert oder vollflächig zu belegen sind und ab wann (z.B. innert 12 Monaten nicht bebaut) diese Flächen Dritten zur Verfügung gestellt werden müssen, sowie viele weitere Punkte mehr. Im erläuternden Bericht findet sich auch kein Hinweis darauf, warum keine Verordnungsbestimmungen erlassen wurden. Deswegen fordern wir den Bundesrat auf, seine Vorbildfunktion zu erfüllen und die Solarpflicht zu konkretisieren. Insbesondere private Investoren müssen wissen, ob, wann und unter welchen Bedingungen Flächen Dritten «zur Verfügung gestellt werden können». Das Gesetz fordert hier in Art. 45b Satz 2 den Bundesrat explizit auf, hier Bestimmungen zu erlassen.

#### Art. 51a-k: Effizienzmassnahmen

Gemäss Art. 9abis StromVG beträgt die notwendige Effizienzsteigerung bis 2035 2 TWh, das sind pro Jahr durchschnittliche Effizienzsteigerungen von 200 GWh. Gemäss den Verordnungen umgesetzt werden sollen lediglich ca. 100 GWh pro Jahr. Die Verordnung erfüllt die Ziele des Gesetzes nicht, geht also am Willen des Gesetzgebers vorbei.

Zudem sind die Bestimmungen vom administrativen Aufwand her zu hinterfragen: die Effizienzmassnahmen, sowie deren Umsetzung und Kontrolle, sind in 11 Artikeln auf drei Seiten in der EnV geregelt und müssen mit Zertifikaten (welche zudem noch gehandelt werden können) sowie «standardisierten Massnahmen», welche auf vorgegebenen «Einsparprotokollen» dokumentiert werden müssen, nachgewiesen werden. Hier kann man nach dem Verhältnis von Aufwand und Nutzen fragen, denn gemäss Art. 51a der Verordnung müssen jährlich lediglich ca. 1 TWh bezogen auf die Wirkungsdauer (Art. 51b, Satz 2) durch Effizienzmassnahmen eingespart werden.

Geht man von einer durchschnittlichen Wirkungsdauer von 10 Jahren aus, so beträgt der Nutzen ca. 100 GWh pro Jahr, das sind gerade einmal 0.17% des jährlichen Schweizer Stromverbrauchs.

Das einfach zu erreichende, technische Effizienzpotential liegt bei über 20%<sup>1</sup> - dieses Potential wäre dann innert 120 Jahren erreicht. Diese Ziele sind weder energetisch noch volkswirtschaftlich effizient, denn sie blasen den Verwaltungsapparat sowohl seitens Behörden wie auch Privatwirtschaft unnötig auf. Die Kosten für diese

<sup>1</sup> allerdings gibt das Gesetz geringere Zielwerte vor, zum einfach erreichbaren Potential siehe auch den Bericht vom Feb. 22 [«Potenzial und Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz bis 2025»](#)



Massnahmen werden zudem gleichmässig auf die Stromkonsumenten überwält.

Etwas kommt noch hinzu: gemäss Gesetz und Verordnung sind keinerlei Strafbestimmungen definiert, sollten Elektrizitätslieferanten die Effizienzziele nicht erreichen. Auch gibt es keine Bestimmung in den Verordnungen, welche es erlauben würde, eine Liste mit den fehlbaren Unternehmen zu veröffentlichen. Soll dies eine Einladung an die Elektrizitätslieferanten sein, nicht einmal die minimalen Effizienzziele zu erreichen?

Die SSES empfiehlt dringend, hier nachzuschärfen und die Spielräume des Gesetzes auch zu nutzen.

## Stromversorgungsverordnung StromVV

### Art. 4: Grundversorgungstarife

Wir begrüssen die Aufhebung der Durchschnittsmethode und die separate Berechnung für die Grundversorgung und den freien Markt. Allerdings lässt hier Satz 3 dem Netzbetreiber zu viel Spielraum: diese können jährlich neu entscheiden, ob z.B. zu teuer eingekaufte Bezugsverträge in die Grundversorgung genommen werden und dafür neue, preiswertere Verträge in den freien Markt übergeführt werden.

Hier wäre es wünschenswert, wenn Satz 3 eine Einschränkung machen würde, im Sinne von «es ist nicht gestattet, Verträge, welche bisher dem freien Markt zugeordnet waren und teurer sind als aktuelle Verträge, in die Grundversorgung zu verschieben». Es bräuchte auch einen umgekehrten Satz, sinngemäss «es ist nicht gestattet, Verträge, welche günstigere Konditionen als neu eingekaufte Verträge oder als Verträge im freien Markt haben, aus der Grundversorgung heraus zu verschieben, ausser der Stromabsatz hätte sich verringert». Ohne diese Zusatzklauseln besteht ein Anreiz für Netzbetreiber, zu teuer beschaffte Verträge für den freien Markt im Folgejahr der Grundversorgung einzumischen und gleichzeitig günstige Grundversorgungsverträge in den freien Markt zu nehmen. Im Prinzip würde, sollte Satz 3 so Bestand haben, die bisherige Praxis mancher Netzbetreiber weitergeführt werden können - einfach nur noch auf «Jahresbasis».

### Art. 4a Mindestanteile an Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Wir begrüssen es sehr, dass die Politik endlich eine alte Forderung der SSES aufgegriffen hat und Minimalanteile Erneubare in der Grundversorgung vorsieht. Auch, dass die Gestehungskosten eigener Kraftwerke gemittelt werden müssen, ist in unserem Sinne.

Allerdings besteht, wie schon im letzten Abschnitt (Art. 4) erwähnt, auch hier wieder ein Anreiz des «Gamblings» und «Optimierens für den freien Markt» - denn auch hier kann auf Jahresbasis neu frei entschieden werden, welcher Anteil in die Grundversorgung und welcher auf den freien Markt geht, allerdings nicht mehr völlig frei, sondern eingeschränkt auf 50-100%, allenfalls auch unter 50% bei Stromversorgungsunternehmen mit hoher, erweiterter Eigenproduktion.

Bei der 20%-Regel möchten wir anregen, PPAs mit Laufzeiten - welche sich an den Restlaufzeiten der zu kontrahierenden Kraftwerke orientieren - vorzuschreiben. Denn ein dreijähriges PPA bringt, anders als im erläuternden Bericht geschrieben, noch keine «sichere und planbare Einnahmequelle» für PVA-Betreiber.

### Art. 4b: Standardstromprodukt, Herkunftsnachweise

Die Idee, 75% der Elektrizität im Standardstromprodukt mit inländischen und erneuerbaren HKNs zu belegen, ist grundsätzlich begrüssenswert. Zusammen mit der quartalsscharfen HKN-Regelung ab 2027 ergeben sich aber neue Problematiken: die im Sommer generierten Solar-HKN werden im Winter nichts mehr wert sein, und das bei einem HKN-Markt, der bereits heute aufgrund des Überangebotes nicht spielt.

Vor dem Hintergrund, dass die CH-HKNs vom Ausland nicht mehr anerkannt werden und damit Schweizer Wasserkraftbetreiber nur noch bedingt Möglichkeiten haben, ihre HKNs am Markt loszuwerden, sind die 75% fast etwas stossend, sind sie doch eine indirekte Subvention der Wasserkraft. In der Grundversorgung werden im Winterhalbjahr ca. 20 TWh Strom abgesetzt, 75% davon sind 15 TWh, welche gemäss Verordnung mit



inländischen, erneuerbaren HKNs abgedeckt werden müssen. Die PV-Produktion im Winterhalbjahr liegt bei ca. 1.5 TWh, die inländische Wasserkraftproduktion bei ca. 20 TWh. Das heisst, mit dem neuen Art. 4b können, so denn alle Winter-Solar-HKN in die Grundversorgung gehen, ca. 67% der CH-Wasserkraft-HKN des Winterhalbjahrs an die grundversorgte Kundschaft verkauft werden, zu einem Preis, welcher frei zwischen Anbietenden (Wasserkraftwerke) und Abnehmenden (Verteilnetzbetreibende) ausgehandelt werden kann. Dies ist eine indirekte, nicht notwendige Subventionierung der Wasserkraft, welche durch alle Endverbraucher bezahlt werden wird.

Die produzierte (und von der Allgemeinheit teilweise via HKN bezahlte) Energie hilft uns bei einer Strommangellage nicht wirklich. Denn die Wasserkraft kann ihren physikalischen wie bilanziellen Strom weiterhin ins Ausland verkaufen, also: HKN in die Schweiz, Energie ins Ausland<sup>2</sup>. Hier möchten wir beliebt machen, diese Bestimmung in dieser Form zu überdenken - denn nur die HKN bedeuten nicht, dass auch wirklich inländischer, erneuerbarer Strom in der Grundversorgung ist.

Auch führt diese Bestimmung zu einer verschärfenden Ungleichbehandlung gegenüber dem freien Markt: denn dort gilt diese 75%-Regel nicht, es ist zu erwarten, dass die Nachhaltigkeitsberichte der Unternehmen am freien Markt weiterhin die Verwendung von ökologisch produziertem Strom aufführen, der Nachweis aber dann mit isländischen Wasserkraft-HKN zu 0.1 Rp/kWh geführt werden wird.

Aus diesen Gründen lehnt die SSES die 75%-Regel in dieser Form ab. Sinnvoller wäre es, die Energie- und die HKN-Lieferung direkt zu koppeln und diese z.B. mittels der 20% (StromVV, Art. 4a Satz 3) resp. 50% (StromVV, Art. 4a Satz 1) -Regel in die Grundversorgung zu liefern.

#### Art. 8e-8i: Datenplattform

Die geplante Datenplattform ist aus unserer Sicht überflüssig. Sie wird in der geplanten Form von über 90% der Endverbrauchenden nie genutzt werden und kann aus unserer Sicht nur so verstanden werden, dass damit die Grundlage für eine vollständige Öffnung des Strommarktes geschaffen werden soll. Die vollständige Öffnung des Strommarktes ist aber nicht Fokus des neuen Gesetzes, insofern möchten wir beliebt machen, die Datenplattform entweder zu sistieren oder zuerst einmal die Grundlagen für den zu erwartenden Nutzen zu evaluieren, bevor ein solch grosses Projekt angegangen wird. Denn die Datenplattform hat einige Problemquellen, einige davon seien hier genannt:

- Aus dem eidgenössischen Datenschutzgesetz ergibt sich «Datensparsamkeit», d.h. es dürfen nur solche Daten erhoben und gesammelt werden, die für den notwendigen Zweck unabdingbar sind. Unter diesem Gesichtspunkt ist der Umfang der zu speichernden Bestandsdaten zu hinterfragen, denn gespeichert werden sollen: Messpunktnummer, Messmethode am Messpunkt, Abrechnungsart am Messpunkt, Ablesefrequenz am Messpunkt, Verteilnetzbetreiber, Energielieferant, Bilanzgruppenverantwortliche, Systemdienstleistungsverantwortliche, Vorliegen von Eigenverbrauch, Teilnahme an einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch, Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft, Anschlussleistung am Messpunkt in kVA, Anschluss einer Ladestation für Elektrofahrzeuge und Anschlussleistung in kVA, Anschluss einer Wärmepumpe und Anschlussleistung in kVA, Anschluss einer Erzeugungsanlage, Erzeugungstechnologie, Anlagenleistung, Datum Inbetriebnahme, deren Registrierungsnummer, falls vorhanden, Anschluss eines Speichers mit Leistung, Postleitzahl, Gemeinde, eidgenössischer Gebäudeidentifikator, eidgenössischer Wohnungsidentifikator, Wirtschaftsklasse gemäss Allgemeinen Systematik Wirtschaftszweige
- Messdatenspeicherung: was genau an Messdaten gespeichert werden soll, ist nicht spezifiziert, denkbar wären Wirk- und Scheinleistung pro Phase oder alles summiert über drei Phasen, ebenso Netzqualität (z.B. Oberwellen). Diese Messdaten sollen während 5 Jahren zentral abrufbar sein (Art. 8e Satz 3). Dies widerspricht eindeutig dem Prinzip der Datensparsamkeit. Ausserdem widerspricht dies dem Urteil des

<sup>2</sup> siehe auch den Artikel: [«Subventionierter Strom muss im Inland bleiben»](#)



Bundesgerichts in Bezug auf smarte Wasserzähler (dort ist die gleiche Problematik gegeben, Link: [www.golem.de/news/schweiz-stuendliche-speicherung-von-zaehlerdaten-unzulaessig-2102-154193.html](http://www.golem.de/news/schweiz-stuendliche-speicherung-von-zaehlerdaten-unzulaessig-2102-154193.html))

- Grundsätzlich ist auch zu hinterfragen, ob solch persönlichen Daten (Bestands- wie Messdaten) auf einer zentralen Plattform gespeichert werden sollen - dies vor allem im Hinblick auf die bald im Monatsrhythmus stattfindenden Hacks von Plattformen (Bsp. Gesundheitsdatenplattform in Frankreich [www.heise.de/news/Cyberangriff-Gesundheitsdaten-von-33-Millionen-Franzosen-betroffen-9624548.html](http://www.heise.de/news/Cyberangriff-Gesundheitsdaten-von-33-Millionen-Franzosen-betroffen-9624548.html) oder das elektronische Impfregister, Link: [dnip.ch/2021/08/06/meineimpfungen-ch-antworten-auf-offene-fragen](http://dnip.ch/2021/08/06/meineimpfungen-ch-antworten-auf-offene-fragen))
- Bei einem (unbemerkten) Eindringen von Dritten in die Datenplattform wären für diese Informationen über Ferienabwesenheiten, stundenweisen Abwesenheiten, Lebensrhythmen, Stromverbrauch (daraus und aus der Wohnadresse kann auf einen gewissen "Lebensstandard" geschlossen werden) etc. verfügbar - und das Eindringen wird aufgrund der zahllosen Teilnehmenden, manche mit "Superrechten" noch vereinfacht werden (analog dem SS7-Protokoll in der internationalen Telekommunikation ([www.heise.de/news/31C3-Mobilfunk-Protokoll-SS7-offen-wie-ein-Scheunentor-2506892.html](http://www.heise.de/news/31C3-Mobilfunk-Protokoll-SS7-offen-wie-ein-Scheunentor-2506892.html)))
- Das unbefugte Eindringen in intelligente Messsysteme selbst wird durch solch eine Fülle an Bestandsdaten eher vereinfacht statt erschwert, dies hat negative Auswirkungen auf die Resilienz der Schweizer Stromversorgung (s. auch das Buch «Blackout» von Marc Elsberg)
- Zentrale Speicherung von Bestandsdaten und parallele, redundante Bestandsdatenhaltung bei den VNB führen im Laufe der Zeit zu inkonsistenten Datensätzen

#### Art. 9a: PV-Anlagen von nationalem Interesse

EnV, Art 9a: PV-Anlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie von Okt-März mind. 5 GWh produzieren, dabei kann eine Anlage auch aus mehreren Modulfeldern bestehen, wenn die Distanz zwischen den Feldern gering ist, diese eine gemeinsame Anordnung aufweisen und die Lücken (z.B. Strassen oder Flüsse) sachlich begründet sind. Diese Anforderungen greifen aus unserer Sicht zu kurz:

- es wird nicht auf eine minimale Winterproduktion wie bei den alpinen Anlagen abgestellt, sondern nur gesamthaft auf mind. 5 GWh Winterhalbjahr. Dies entspricht im Mittelland einer Anlage mit ca. 15 MWp, in den Alpen einer mit ca. 8 MWp, Bsp.: die geplante Anlage am Flughafen Bern-Belp ist von «nationalem Interesse»: <https://www.belpmoossolar.ch/de/solkraftwerk> - dies obwohl eine vergleichbare, verteilte Anlage auf bestehender Infrastruktur innert 1.2 Wochen gebaut wäre. Wir fordern hier, das «nationale Interesse» zurückhaltend einzusetzen und den Zubau vor allem im Bestand zu fördern.
- EnV, Art. 9dbis 1: Auf Schutz-, Wiederherstellungs-, Ersatz- oder Ausgleichsmassnahmen kann insbesondere dann verzichtet werden, wenn deren Umsetzung ein Vorhaben verhindern oder dessen Erstellung oder Betrieb übermässig beeinträchtigen würde.  
Erneuerbare Energien und Naturschutz sind kein Gegensatz, sondern sie ergänzen sich bei sorgfältiger Abstimmung ideal. Insofern ist für uns dieser Satz unverständlich, wir fordern die Streichung des Art. 9dbis 1 - sollte dies nicht möglich sein, möchten wir eine striktere Formulierung beliebt machen wollen, die beide Interessen gleichermaßen berücksichtigt.
- die Anlagen, welche unter das «nationale Interesse» fallen, müssen auch in Zusammenhang mit dem sich zur Zeit im Parlament befindlichen «Beschleunigungserlass» gesehen werden: würde dieser wie vorgeschlagen angenommen, so gäbe es für Anlagen von nationaler Bedeutung nur noch sehr eingeschränkt demokratische Mitspracherechte - so wird der Rechtsmittelweg massiv verkürzt und lokale und kantonale Organisationen könnten keine Beschwerde mehr einreichen - diese Beschwerdemöglichkeit wäre nur noch grossen Organisationen, wie WWF, Pro Natura und die Stiftung Landschaftsschutz, möglich, Details hier: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20230051>  
Dies kann zu Unzufriedenheit bei der Bevölkerung führen – wie bereits mehrere abgelehnte Grossprojekte zeigen - und damit die Solarenergie völlig unnötig in ein schlechtes Licht rücken. Auch aus



diesem Grunde müssen die Bestimmungen zum «nationalen Interesse» sehr restriktiv ausgeführt werden.

- weiterhin gilt Art. 13 Abs. 1 EnG: «Solange die Ziele für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien nicht erreicht sind, erkennt der Bundesrat einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zu, wenn sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele leistet»

Wir möchten aus diesen Gründen beliebt machen wollen, den Ausbau im Bestand massiv zu erleichtern und das «nationale Interesse» restriktiv zu handhaben. Diese Forderung entspricht auch dem Positionspapier der SSES zu den alpinen Solaranlagen<sup>3</sup>

Art. 18a: Standardstromprodukt, Netznutzungstarife

Neu soll der Grundversorger die Möglichkeit haben, für die «Basiskundengruppe<sup>4</sup>» drei Tarifmodelle anzubieten: *a. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent; b. dynamische Netznutzungstarife; c. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kW), deren Höhe sich an den Netzlasten orientiert.* Nach geltendem Recht liegt die nichtdegressive Arbeitskomponente bei mindestens 70%.

Aus unserer Sicht ist dies ein erster Schritt Richtung «Leistungstarife», zumal der Grundversorger relativ frei darin ist, wie der die Varianten b und c ausgestalten will. Vor dem Hintergrund der Intention des Parlaments beim Mantelerlass - nämlich die sichere Versorgung mit erneuerbaren Energien - ist diese Regelung fragwürdig. Denn nebst dem Ausbau der Produktion gehören dazu Effizienz, Suffizienz sowie Demand-Side-Management DSM. Um die Effizienz zu fördern, wurden vor vielen Jahren bei vielen Grundversorgern die Grund- und Messtarife abgeschafft und sämtliche Kosten und Gebühren vollumfänglich auf die Kilowattstunde verbrauchte Energie umgelegt. Dies machte die Kilowattstunde Strom teurer, damit wertvoller und belohnte die, welche sich sparsam, d.h. effizient und suffizient, verhielten.

Es ist uns unverständlich, dass von dieser, seit vielen Jahren erfolgreichen, Prämisse nun abgewichen werden soll. Vermutlich erhofft sich der Bundesrat, dass die Strombeziehenden über eine zeitliche Steuerung ihres Verbrauchs Strom zu Zeiten brauchen, in welchen die Netze nicht belastet und gleichzeitig die Energie «im Überfluss» vorhanden ist. Dabei geht aber vergessen, dass damit der Anreiz der «teuren Strompreise» entfällt und vor allem, dass für den «normalen Konsumierenden (d.h. Endverbraucher ohne Wärmepumpe oder Elektroautoladestation)», und das wird über 80% aller Messstellen betreffen, der Verbrauch zeitlich gar nicht steuerbar ist. Beleuchtung wird abends gebraucht, und Waschmaschine und Kochherd, die beiden anderen grösseren Verbraucher im Privatbereich, können zeitlich nur sehr bedingt gesteuert werden. Dies zum einen, weil ein Grossteil der Bevölkerung berufstätig ist, und zum anderen, weil dynamische Tarife eben dynamisch sind, d.h. jeden Tag zu anderen Zeiten andere Preise haben können. Das wäre, wie wenn der Bus jeden Tag leicht versetzt zu einer anderen Zeit fahren würde, einfach dann, wenn die Strassen frei sind. Dies ist in der Praxis nicht umsetzbar und wird von nicht versierten Personen nicht verstanden werden, zumal die von Waschmaschine und Herd gebrauchten Strommengen zu gering für signifikante Auswirkungen auf den zeitlichen Verbrauch sind. Elektroboiler sowie Wärmepumpen werden schon jetzt netzdienlich gesteuert (via Rundsteuerempfänger).

Anders sieht dies mit automatisch steuerbaren Verbrauchern wie Wärmepumpe und E-Ladestationen aus. Doch hier fehlen die Erfahrungen - die Auswirkungen variabler Tarife sind unbekannt. Anstatt nun für alle

<sup>3</sup> [https://www.sses.ch/wp-content/uploads/SSESPositionspapier\\_alpSolaranlagen\\_DE.pdf](https://www.sses.ch/wp-content/uploads/SSESPositionspapier_alpSolaranlagen_DE.pdf)

<sup>4</sup> das sind alle Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh, bei welchen ein «intelligentes Messsystem» eingebaut ist





Konsumierende pauschal neu variable Tarife auszurollen, wäre es sinnvoller gewesen, erst einmal Pilotprojekte zu fahren und diese auszuwerten. Denn: für eine sinnvolle, zeitliche Steuerung von Wärmepumpen braucht es thermische Zwischenspeicher, entweder in der Form von thermischen, meist wasserbasierten Pufferspeichern oder einer Betonkernaktivierung (Fussbodenheizung). Ausserdem müssen Wärmepumpen leicht überdimensioniert sein, damit auch in kalten Tagen trotz stundenweisem Abschalten genug Wärmeenergie produziert werden kann. Immerhin gibt es hier erste Erfahrungen mit den Rundsteuerempfängern, vor grossflächigem Einführen dynamischer Tarife wären aber technische Werksvorschriften für die Dimensionierung von Wärmepumpenanlagen sinnvoll.

Bei Ladestationen fehlen die Erfahrungen, obwohl es erste Untersuchungen gibt: werden die Konsumierenden «netzdienlich» laden? Welche Anreize und welchen finanziellen Spread bräuchte es dafür, damit die Auswirkungen wirklich substantiell Netze und (zeitliche) Energieproduktion entlasten würden?

Zusammengefasst: Anstelle dynamische Tarife nun «ins Blaue hinaus» auf alle Endverbraucher auszurollen (mit den entsprechenden Kostenfolgen: «intelligente Messsysteme für alle», «Datenplattform», nicht zu vergessen der IT- und Kommunikationsaufwand bei den Verteilnetzbetreibern, um die Tarifoptionen zu verwalten und zu kommunizieren), wäre es sinnvoller gewesen, erst einmal Pilotprojekte, wie sie in der Vergangenheit von Repower oder aktuell von der GroupeE (Tarif «Vario», Link: [www.groupe-e.ch/de/energie/elektrizitaet/privatkunden/vario](http://www.groupe-e.ch/de/energie/elektrizitaet/privatkunden/vario)) durchgeführt werden, auszuwerten und zu optimieren.

#### Besonderheit ZEV

Ein «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch» (ZEV) wird dadurch amortisiert, dass auf den eigenverbrauchten Strom keine Netzkosten anfallen. Durch das Einführen von Grundgebühren und dynamischen Netztarifen wird die bisherige Amortisationsrechnung nicht mehr ausreichend sein, zumal der Versorger jährlich neue oder geänderte Netztarife einführen kann. Bei bestehenden ZEVs, welche ohne Leistungstarife kalkuliert wurden, könnte die Amortisation nun ernsthaft gefährdet werden. Zumal Art. 18a Satz 4 nicht eindeutig formuliert ist: «Endverbraucher mit Eigenverbrauch und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch dürfen in der Basiskundengruppe gesamthaft betrachtet gegenüber den anderen Endverbrauchern nicht benachteiligt sein.» Dieser Satz sollte detaillierter und deutlicher formuliert werden, sonst sind Beschwerden bei der ECom und Klagen vorprogrammiert.

## Energieverbrauch und allgemeine Anmerkungen

- Die Schweiz ist im Energiebereich seit Jahrzehnten ein Importland. Mehr als 75% der bei uns verbrauchten Gesamtenergie (also inkl. Treib- und Brennstoffen) wird importiert, auch Uran für die AKW muss importiert werden
- mit der zunehmenden Elektrifizierung und dem Ziel "Netto-Null" wird angestrebt, komplett auf fossile Energieträger zu verzichten, d.h. auf die bisherigen 75% Importe zu verzichten
- dieses Ziel ist im Sinne der SSES. Doch es muss allen klar sein, dass bei gleichbleibendem Verbrauch grosse Mengen Erzeugungskapazitäten zugebaut werden müssen für Energie, welche wir bisher aus dem Ausland bezogen haben
- und hier stellt sich die Frage, was wir als Gesellschaft wollen:
  - a) Weiterhin "Importstrategie"? Dann müsste nichts ausgebaut werden, lediglich die Strom-Grenzkapazitäten ins Ausland verstärkt werden
  - b) "Netto-Null"? Hier bräuchte es auch keine grossen Anstrengungen, denn dann könnte man im Sommer exportieren und im Winter importieren - neu den Energieträger Strom statt die Energieträger Öl und Gas
  - c) zu jeder Sekunde autark? Dann braucht es grössere, in den Sommermonaten überdimensionierte Ausbauten



Vielleicht müssen wir als Gesellschaft auch einfach unseren Energieverbrauch hinterfragen und diesen massiv senken - in den 60er-Jahren, war der Pro-Kopf-Energieverbrauch ein Drittel des heutigen Verbrauchs, bei ähnlichem Komfort wie heute.

Deshalb braucht es drei Züge für die Energiewende: den Zubau-Express, den Effizienz-Express (der auch mit den Verordnungsentwürfen noch im Schrittempo unterwegs wäre) und den Suffizienz-Express (der noch nicht einmal losgefahren ist).



Link zu den Unterlagen: [https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2024/2/cons\\_1](https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2024/2/cons_1)

zugehöriges Gesetz: [https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/de#lv1\\_2/sec\\_2\\_d](https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/de#lv1_2/sec_2_d)

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](mailto:verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch)

Bern, 20. März 2024

Stellungnahme des Verbandes unabhängiger Energieerzeuger VESE zur Revision der  
Energieverordnung EnV, Energieförderungsverordnung EnFV, Stromversorgungsverordnung StromVV  
im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien /  
Mantelerlasses / Stromgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Herzlichen Dank für die Möglichkeit, an der Vernehmlassung mitwirken zu können. Untenstehend  
finden Sie unsere allgemeine Einschätzung der Vorlage sowie detaillierte Rückmeldungen.

Dabei werden wir uns aufgrund der Komplexität (der Mantelerlass hat einen Umfang von 38 juristisch  
geschriebenen Seiten mit nur Änderungen und Ergänzungen bestehender Gesetze, die  
Verordnungsänderungen gesamthaft über 110 Seiten) in unserer Stellungnahme auf die Punkte,  
welche für Betreiber und Investoren grosser Solaranlagen und für Solargenossenschaften von  
Wichtigkeit sind, beschränken. Daraus kann aber nicht geschlossen werden, dass wir vollumfänglich  
hinter den von uns nicht angesprochenen Punkten stehen.

Für Rückfragen und weitere Auskünfte stehen Ihnen nachfolgende Personen gerne zur Verfügung:

Walter Sachs, Präsident: Tel. 076 528 09 36, [walter.sachs@vese.ch](mailto:walter.sachs@vese.ch)

Diego Fischer, Mitglied des Vorstands und Projektleiter [pvtarif.ch](mailto:pvtarif.ch): Tel. 077 466 86 26,  
[diego.fischer@vese.ch](mailto:diego.fischer@vese.ch)

Lucia Grüter, Mitglied des Vorstands: Tel. 079 390 08 91, [lucia.grueter@vese.ch](mailto:lucia.grueter@vese.ch)

## Inhalt

Allgemeine Beurteilung der Vorlagen .....	3
Energieverordnung EnV.....	4
Art. 12 Abs 1 und 1 <sup>bis</sup> : Abnahmevergütungen / minimale Rückliefertarife.....	4
Energieförderungsverordnung EnFV .....	8
Anhang 2.1, Ziff. 17 und 18: Einmalvergütungen .....	8
Art. 30: Gleitende Marktprämie - Gleichbehandlung mit Wasserkraft.....	8
Art. 33: Anforderungen an den Betrieb / Lebensdauer der Anlage .....	9
Art. 35a: Projektierungsbeiträge auch für PV .....	9
Stromversorgungsverordnung StromVV .....	9
Art. 4a: Nutzung der Möglichkeiten der «erweiterten Eigenproduktion».....	9
Art. 4a: Jährliche Wahlmöglichkeit - erweiterte Eigenproduktion vs. Markt .....	10
Art. 13e: Leitungsverstärkungen.....	10
Art. 14 Abs. 3: Virtuelle ZEV, Nutzung der Anschlussleitung .....	11
Art. 18a: Netznutzungstarife.....	11
Artikel 18c - 18g: Speicher .....	12
Art. 19d: garantierte Flexibilität.....	13
Art. 19e - 19h: lokale Elektrizitätsgemeinschaft LEG.....	13

## Allgemeine Beurteilung der Vorlagen

VESE begrüsst die Gesetzesänderungen, welche mit dem "Mantelerlass" kommen und im Juni 2024 zur Abstimmung stehen. Insbesondere das erklärte Ziel, bis 2035 mind. 35 TWh Strom aus neuen erneuerbaren Energien zu produzieren.

Wir hatten dieses "Stromgesetz", wie der Mantelerlass auch genannt wird, während des gesamten parlamentarischen Prozesses begleitet und beobachtet, wie mit jeder Differenzbereinigung, mit jeder Debatte, das Gesetz weiter an Qualität und Schlagkraft verlor.

Herausgekommen ist ein Gesetz, was gut gemeint ist, aber in welchem das Parlament keinerlei Leitplanken mehr vorgibt - so kann z.B. die minimale Abnahmevergütung völlig frei sogar auf 0 Rp/kWh vom Bundesrat festgelegt werden.

Auch das Thema "Leistungsverstärkungen", bei welchem das Parlament eindeutig den Willen geäussert hatte, Leistungsverstärkungen über die Netzkosten zu solidarisieren, wurde in den Beratungen mit dem Nachsatz versehen "der Bundesrat kann eine Höchstgrenze pro kW festlegen". Da hier das Parlament keine Leitplanken mitgegeben hat, in welcher Grössenordnung diese "Höchstgrenze" liegen soll, hatte der Bundesrat und das ihm unterstellte Bundesamt für Energie BFE freie Hand. Und mit der Festlegung auf CHF 50/kW wurde ein Betrag gewählt, welcher im ländlichen Bereich ca. 10-30% der Verstärkungskosten deckt. Bei 10% kann man aber nicht mehr von einer Übernahme der Leitungskosten, sondern höchstens von einer "Förderung" sprechen. Und nicht nur in diesem Punkt sind unsere Befürchtungen wahr geworden.

Denn so, wie der Mantelerlass jetzt umgesetzt werden soll, wird es den weiteren Solarausbau und damit die Energiewende eher bremsen als beschleunigen und man muss sich fragen, ob, wenn die Verordnungen so bleiben wie vorgeschlagen, der status quo nicht der bessere ist.

Detaillierte Rückmeldungen

## **Energieverordnung EnV**

---

### **Art. 12 Abs 1 und 1<sup>bis</sup>: Abnahmevergütungen / minimale Rückliefertarife**

#### **Résumé**

Dem Art. 15 des EnG wird mit der statischen Betrachtung von genau drei Referenzanlagen nicht entsprochen.

Es braucht eine detailliertere Betrachtung, in welche insbesondere das Anlagenalter und der Eigenverbrauch einfließen.

VESE schlägt deshalb, basierend auf den Tabellen des BFE, eine detailliertere Aufstellung von Referenzanlagen mitsamt ihrer Minimalvergütungen, gruppiert nach Leistung und Eigenverbrauchsanteil, zu erstellen. Siehe Tabelle 1.

Mit einem Alterskorrekturfaktor werden das Alter der Anlage und die höheren Gestehungskosten älterer Anlagen berücksichtigt. Siehe Tabelle 2.

Die Minimalvergütungen werden so berechnet, dass sich eine PV-Referenzanlage innert der in der Verordnung vorgesehenen Lebensdauer (EnFV, Art. 33) amortisiert (inkl. angemessenem Gewinn).

Da die Anlagenproduktion mit dem BFE-Referenzmarktpreis vergütet wird (der höher als die Minimalvergütung sein kann), werden Massnahmen zur Vermeidung von Übergewinnen vorgeschlagen.

#### **Herkunftsnachweise**

Das separate Verkaufen des HKN ist unnötig kompliziert und schwer kalkulierbar. Dies, weil HKN, zumal wenn sie ab 2027 «quartalsscharf» werden, nur sehr schwer planbar in eine Amortisationsrechnung eingerechnet werden können. Denn ein "Durchschnittspreis" bedeutet noch lange nicht, dass dieser Preis auch erzielt werden kann - für HKN gibt es nicht wirklich einen Markt, viele VNB nehmen nur die HKN der bei ihnen einspeisenden Anlagen ab. Teilweise steuern VNBs mittels HKN auch verschiedene Kundengruppen, z.B. gibt es Fälle, bei denen ein PV-Produzent in eine höherwertige Produktklasse wechseln muss, damit der VNB den HKN abnimmt. Dies ist nicht im Sinne des Gesetzes.

VESE schlägt deshalb vor, dass bei allen Anlagen, die ins System der Minimalvergütungen fallen, der HKN in der Minimalvergütung inkludiert ist. Der abnehmende VNB kann dann wiederum diesen HKN nutzen, um den Strom der Abnehmer im Sinne von "inländisch und erneuerbar" zu klassifizieren.

#### **Minimalvergütungen für Photovoltaikanlagen**

Die Annahmen, welche im erläuternden Bericht zur Verordnung gemacht werden, zeigen wieder einmal deutlich, wie stark die Amortisation einer PV-Anlage vom Eigenverbrauch abhängt. Denn Eigenverbrauchsanteile von 40 und 60% lassen sich nur mit eigenverbrauchsoptimierten Anlagen

erreichen, dies wird meist dadurch erreicht, dass das Solarpotential nicht ausgenutzt wird. Statistisch gesehen, wird die Hälfte aller Anlagen mit einem niedrigeren, die Hälfte mit einem höheren Eigenverbrauchsanteil betrieben werden<sup>1</sup>.

Weiterhin ist der relevante kWh-Preis sehr stark von den Randbedingungen abhängig. So wird im erläuternden Bericht eine Steuereinsparung eingerechnet, was nur für Privatpersonen möglich ist, die im Allgemeinen Kleinanlagen < 30 kW bauen. Eine juristische Person (Solargenossenschaft, Firma) hat kein Anrecht auf Steuereinsparungen beim Bau einer Photovoltaikanlage. Hinzu kommt, dass Dachmieten und Verwaltungskosten bezahlt werden müssen, die in den Referenzanlagen nicht eingerechnet wurden. Warum die Amortisationszeiten auf 25 Jahre gerechnet werden, aber gemäss EnFV, Art. 33 von 20 Jahren Lebensdauer bei PV-Anlagen ausgegangen wird, ist uns nicht verständlich.

Zusammengefasst:

Das Problem der Definition einer «Referenzanlage» kann man nicht durch die Definition von genau drei Anlagentypen lösen. Damit ist dem Sinne des Gesetzes “orientieren sich an der Amortisation von Referenzanlagen” nicht genüge getan. Es ist etwas mehr Detailarbeit gefragt, mit einer Aufschlüsselung nach Eigenverbrauchsanteil und Alter der Anlage. Zudem wäre es aus volkswirtschaftlicher Sicht wünschenswert, wenn allfällige Übergewinne in die Amortisationsberechnungen eingehen würden.

### Vorschlag VESE

Die Referenzanlagen werden nach Eigenverbrauchsanteil und Leistungsklasse gruppiert, für jede Anlage wird eine Minimalvergütung berechnet.

#### Gruppierung nach Leistungsklassen und Eigenverbrauchanteilen

Leistungsklasse	Eigenverbrauchsanteil	notw. Minimalvergütung inkl. HKN für im Jahr 2024 gebaute Anlagen (Bsp.Werte)
< 30 kW	0%	14
< 30 kW	1 -100%	8
30-150 kW	0%	12
30-150 kW	<20%	10
30-150 kW	20 - 40%	8
30-150 kW	40 - 60%	4
30-150 kW	> 60%	0

Tabelle 1: Gruppierung Referenzanlagen

Erläuterungen:

- Eigenverbrauchsanteil: dieser wird bei Anlagen ab 30 kW jährlich neu ermittelt (Anlagen ab 30 kW

<sup>1</sup> s. hierzu auch die Studie der ZHAW, welche zeigt, dass bisher jeweils nur 49% der geeigneten Dachflächen ausgenutzt wurden, Link: <https://digitalcollection.zhaw.ch/handle/11475/25310> (ab S. 36)

haben einen Produktions- und einen Einspeisezähler, deren Werte an Pronovo übermittelt werden), eine Klassifizierung dieser Anlagen kann einmal pro Jahr durch Pronovo automatisiert erfolgen, dabei gilt, dass eine Anlage nur höhergestuft werden kann, aber nicht herunter (um z.B. zu vermeiden, dass Anlagen die ersten Jahre mit hohem Eigenverbrauch amortisieren und dann für die letzten Jahre zu hohe Minimalvergütungen bekämen)

- die notwendige Minimalvergütung für jede Kategorie wird gemäss dem vom BFE im erläuternden Bericht gemachten Vorgehen berechnet. Allerdings sollte die Steuereinsparung für Anlagen ab 30 kWh nicht berücksichtigt werden, die Lebensdauer der Anlage sollte der Lebensdauer gemäss EnFV Art. 33 entsprechen und der HKN inkludiert sein.

### Alterskorrekturfaktor

Die Energieförderungsverordnung EnFV (730.03), Anhang 1.2 bestimmt die Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen mit Inbetriebnahmen ab 2013. Für Anlagen <100 kW, die z.B. 2013 in Betrieb gingen, beträgt dieser 21.2 Rp./kWh, was einem Faktor von 2.36 entspricht, verglichen mit 9 Rp./kWh, die seit 2020 gelten. Für Anlagen < 1'000 kW fällt der Faktor etwas geringer aus, in 2013 lag der Vergütungssatz um das 2.06-fache höher verglichen mit dem Jahr 2020.

Diese Vergütungssätze repräsentieren die Gestehungskosten von Photovoltaikanlagen der jeweiligen Altersklasse. Wir schlagen deshalb vor, sie als Basis für einen Alterskorrekturfaktor zu nehmen. Der HKN ist in den Vergütungssätzen bereits eingerechnet, seit 2020 ist die Vergütung auf demselben Wert. Die Investitionskosten für PV-Anlagen sind zwischenzeitlich vor allem wegen Lieferengpässen stark angestiegen, haben sich aber wieder normalisiert und liegen ungefähr auf demselben Niveau wie in 2020/21.

Ohne Alterskorrekturfaktor können ältere Anlagen, die für bis zu 4'000 CHF/kWp gebaut wurden, nicht amortisiert werden.

	Bis 31.12.2013	1.1.2014– 31.3.2015	1.4.2015– 30.9.2015	1.10.2015– 31.3.2016	1.4.2016– 30.9.2016	1.10.2016– 31.3.2017	1.4.2017– 31.12.2017	1.1.2018– 31.3.2019	1.4.2019– 31.3.2020	ab 1.4.2020
<b>&lt;100 kW</b>										
Rp./kWh	21.2	18.7	16	14.8	14	13.2	12.1	11	10	9
Korrekturfaktor	<b>2.36</b>	<b>2.08</b>	<b>1.78</b>	<b>1.64</b>	<b>1.56</b>	<b>1.47</b>	<b>1.34</b>	<b>1.22</b>	<b>1.11</b>	<b>1.00</b>
<b>&lt;1000 kW</b>										
Rp./kWh	18.5	17	15	14.1	13.1	12.2	11.5	11	10	9
Korrekturfaktor	<b>2.06</b>	<b>1.89</b>	<b>1.67</b>	<b>1.57</b>	<b>1.46</b>	<b>1.36</b>	<b>1.28</b>	<b>1.22</b>	<b>1.11</b>	<b>1.00</b>

Tabelle 2: Alterskorrekturfaktor

### Effektiv notwendige Minimalvergütung

Die notwendige Minimalvergütung ergibt sich dann aus der Vergütung gemäss Tabelle 1 multipliziert mit dem Alterskorrekturfaktor aus Tabelle 2.

### Berücksichtigung allfälliger Übergewinne

Die notwendigen Minimalvergütungen sind so ausgelegt, dass sich eine Anlage amortisiert (wenn die Minimalvergütungen durchgehend während der Lebensdauer gezahlt werden).



Die Marktpreise sind dynamisch. Möglich ist es, dass z.B. die Marktpreise in den ersten zehn Jahren der Anlage das Doppelte der Minimalvergütungen betragen. In diesem Falle wäre eine Anlage mit einer Lebensdauer von 20 Jahren nach zehn Jahren amortisiert, es wäre volkswirtschaftlich gesehen nicht sinnvoll, diese Anlage weitere zehn Jahre mit einer Minimalvergütung allenfalls zu stützen.

Deshalb schlägt VESE vor, die Minimalvergütung, basierend auf den während der Betriebszeit gezahlten BFE-Referenzmarktpreisen, zu dynamisieren.

Dies, indem bei allen Jahren, in welchen der BFE-Referenzmarktpreis höher als die effektiv notwendige Minimalvergütung war, die Differenz zwischen BFE-Referenzmarktpreis und Minimalvergütung addiert wird. Dieser Betrag, der sogenannte "Übergewinn", wird dann durch die Restlebensdauer der Anlage geteilt, entsprechend vermindert sich dann die effektiv notwendige Minimalvergütung.

### Beispiel

- Annahme: Anlage 60 kWp, 30% Eigenverbrauch, Baujahr Feb. 2019
- Minimalvergütung gemäss Tabelle 1: 8 Rp/kWh,
- Alterskorrekturfaktor gemäss Tabelle 2: 1.22
- die effektiv notwendige Minimalvergütung ergibt sich zu: 9.76 Rp / kWh

Die Kostenrechnung wäre dann wie folgt:

Jahr	2019	2020	2021	2022	2023
BFE-Referenzmarktpreis inkl. HKN [Rp/kWh]	6.2	5.1	11.5	31.0	10.3
Übergewinn [Rp/kWh]	0	0	1.74	21.24	0.54

Tabelle 3: Übergewinnberechnung basierend auf dem obigen Modell, in den Referenzmarktpreis ist der HKN fix mit 2 Rp/kWh eingerechnet

- Übergewinn Total: 23.52 Rp/kWh
- Anlagenrestlebenszeit: 20 - 5 = 15 Jahre
- korrigierte Minimalvergütung: 9.76 Rp/kWh - 23.52 / 15 = 8.19 Rp/kWh

Hinweis: Obiges Modell geht davon aus, dass die Minimalvergütung nie niedriger als die effektiv notwendige Minimalvergütung sein kann. Nach jetziger Gesetzgebung werden von den meisten VNB Gesteungskosten bezahlt. Bei der Berechnung der notwendigen Minimalvergütung dieser VNB müssen in obiger Tabelle die tatsächlich bezahlten Abnahmevergütungen eingetragen werden. Konsequenterweise müssten bei VNB, welche Referenzmarktpreise zahlten, auch negative Übergewinne in die korrigierte Minimalvergütung eingerechnet werden.

## Energieförderungsverordnung EnFV

---

### **Anhang 2.1, Ziff. 17 und 18: Einmalvergütungen**

Für uns ist es unverständlich, warum die Einmalvergütungen weiter abgesenkt werden sollen, insbesondere vor dem Hintergrund der niedrigen Minimalvergütung.

Die starke Erhöhung der Vergütung für Fassadenanlagen wird den gewünschten Effekt wohl nur wenig bringen, denn der langsame Zubau von Fassadenanlagen hat andere Gründe (individuelle Lösungen, gestalterische Fragen, Verschattungsfragen bei niedrig hängenden Anlagen, Brandschutzfragen bei hoch hängenden Anlagen etc.) als die der zu niedrigen EIV.

---

### **Art. 30: Gleitende Marktprämie - Gleichbehandlung mit Wasserkraft**

Grosse Photovoltaik-Kraftwerke sind für die Energiewende genauso wichtig wie grosse Wasserkraftwerke (Photovoltaikanlagen sind notwendig für die Pumpspeichern, und, wie es der Winter 2023/24 zeigte, wurden die Speicherseen dank der Photovoltaik geschont)

VESE fordert deshalb eine Gleichbehandlung grosser PV-Anlagen mit Wasserkraftanlagen. Und hier mit «steuerbaren Wasserkraftanlagen», denn auch eine PV-Anlage ist gemäss Art. EnFV, Art. 2 Bst. g «steuerbare Wasserkraftanlage: Wasserkraftanlage die eine Flexibilität von mindestens sechs Volllaststunden aufweist» steuerbar.

Konkret bedeutet dies:

- auch die PV soll die freie Wahlmöglichkeit zwischen Einmalvergütung und Gleitender Marktprämie haben (s. Art. 30b<sup>sexies</sup>). Es ist unfair, dass die Wasserkraft sowohl den Satz der Einmalvergütung als auch den der Gleitenden Marktprämie kennt und dann innert 30 Tagen wählen darf, die PV dagegen sich bereits bei Antragsstellung (wenn die Sätze noch nicht bekannt sind) zwischen einer der beiden Varianten entscheiden muss
- grosse PV-Anlagen sind gemäss Art. 2 Bst. g allenfalls als «steuerbare Anlagen» zu behandeln, denn auch PV-Anlagen weisen bei entsprechender Planung eine «Flexibilität von mindestens sechs Volllaststunden»<sup>2</sup> auf
- die Kosten grosser PV-Anlagen sind mind. so individuell wie die grosser Wasserkraftwerke - es ist deswegen selbstverständlich, dass grosse PV-Anlagen gemäss Art. 30a<sup>quinquies</sup> Satz 3 ebenfalls eine gleitende Marktprämie basierend auf tatsächlicher Kostenrechnung und tatsächlichen Erlösen erhalten (inkl. Neubeurteilungen, sollte sich z.B. der Kapitalzinssatz ändern) - Anhang 6.1 Abschn. 3.2 - hier wird bei steuerbaren Anlagen die Gleitende Marktprämie als «Differenz zwischen Jahreskosten und Jahreserlös» ermittelt
- ein Höchstwert von ebenfalls 30 Rp/kWh (Art. 30b) haben
- auch bei Erweiterungen den erweiterten Teil in die Gleitende Marktprämie bringen dürfen

Weiterhin wollen wir beliebt machen, dass auch die HKN Eingang in die Gleitende Marktprämie finden. Dies macht es für alle Beteiligten einfacher und die HKN selbst können wieder an die Bezüger

---

<sup>2</sup> dem Mindestkriterium für ein steuerbares Wasserkraftwerk

rückverteilt werden.

---

### **Art. 33: Anforderungen an den Betrieb / Lebensdauer der Anlage**

Solar- (20 Jahre), Biogas- (10 Jahre) und KVA- und Wasserkraftanlagen (15 Jahre) sollten bezüglich der Lebensdauer (Art. 33) gleich behandelt werden. Denn die angenommenen Lebensdauern fliessen direkt in die Gestehungskostenberechnung (LCOE) ein.

Sieht man auch die teilweise häufigen gesetzlichen Änderungen sowie technischen Erfordernisse an, so ist es unverständlich, dass eine PV-Anlage, welche HEIV erhalten hat, während 20 Jahren nicht umgebaut werden darf. Unser Vorschlag ist, allen Anlagentypen die gleiche Lebensdauer zuzugestehen - denn notwendige Unterhaltsarbeiten, wie sie z.B. bei Biogasanlagen in höherem Masse anfallen, sind schon in deren Gestehungskosten eingerechnet.

---

### **Art. 35a: Projektierungsbeiträge auch für PV**

Es ist unverständlich, dass an andere Erzeugungstechnologien ausser der Solarenergie Projektierungsbeiträge in Höhe von 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten gewährleistet werden, für (grosse) Solaranlagen aber nicht.

## **Stromversorgungsverordnung StromVV**

---

### **Art. 4a: Nutzung der Möglichkeiten der «erweiterten Eigenproduktion»**

VESE regt an, die Möglichkeiten, welche das StromVG für die «erweiterte Eigenproduktion<sup>3</sup>» vorsieht, auch zu nutzen - denn *«dem Gesetzgeber ging es insbesondere auch darum, dass Produzentinnen und Produzenten von erneuerbaren Energien ihren Absatz absichern können und dass PPA ausserhalb der staatlichen Förderung zu einer neuen sicheren und planbaren Einnahmequelle werden.»<sup>4</sup>*

Dies kann z.B. durch folgende Möglichkeiten erreicht werden:

- a) für Energieerzeugungsanlagen Dritter werden die Gestehungskosten vergütet und in die Grundversorgung eingerechnet, dies zumindest solange, bis der Mindestanteil gemäss StromVV, Art. 4a Satz 3, von 20% erneuerbarem, inländischen Strom in der Grundversorgung erreicht ist
- b) PPAs: Art 4a Satz 3 wird wie folgt erweitert:

### **Neu, Art. 4a Satz 3, Ergänzung letzter Satz:**

*Prioritär müssen dabei PPAs mit an der Restamortisationsdauer von EE-Anlagen orientierten Laufzeiten zu Gestehungskosten mit Produzenten neuer, erneuerbarer Energie, welche der*

---

<sup>3</sup> also die Produktion, welche der VNB gemäss Art. 15 EnG («Abnahmepflicht») von Dritten abnehmen muss

<sup>4</sup> aus dem erläuternden Bericht zur StromVV

*Verteilnetzbetreiber aufgrund seiner Abnahme- und Vergütungspflicht abnehmen muss, abgeschlossen werden.*

---

### **Art. 4a: Jährliche Wahlmöglichkeit - erweiterte Eigenproduktion vs. Markt**

Es ist nicht verständlich, dass Verteilnetzbetreiber mit hoher Eigenproduktion für ihre eigenen Anlagen ein jährliches Wahlrecht habe, ob sie die produzierte Energie zu durchschnittlichen, jährlichen Gesteuerungskosten in die Grundversorgung absetzen oder am freien Markt verkaufen wollen.

Dieses Wahlrecht steht privaten Betreibern nur insofern zu, dass sie die Wahl zwischen der «Abnahme- und Vergütungsgarantie» des Verteilnetzbetreibers, zusammen mit dem quartalsweisen Marktpreis und allenfalls Minimalabsicherung, haben oder aber an Dritte verkaufen wollen. Ein Einspeisen in die Grundversorgung ist ihnen verwehrt, obwohl dies gemäss Gesetz und Verordnung via «erweiterte Eigenproduktion» möglich wäre. Wir fordern, den Art. 4a Satz 2 entsprechend zu ändern - und zwar analog der gleitenden Marktprämie, d.h. «einmal entschieden, immer entschieden».

---

### **Art. 13e: Leitungsverstärkungen**

Die Kosten für Leitungsverstärkungen können individuell sehr unterschiedlich ausfallen.

Deswegen ist die vorgeschlagene Regelung, maximal CHF 50/kW abzugelten, abzulehnen<sup>5</sup>.

Denn mit dieser Regelung ist der Willen des Gesetzes, nämlich die Finanzierung der Verstärkungen durch «die Kosten des Übertragungsnetzes», nicht erfüllt. Im ländlichen Bereich können die Netzverstärkungskosten ohne Trafo für eine 200 kWp-Anlage CHF 20'000 - CHF 100'000 betragen - erstattet würden CHF 10'000 werden, d.h. bis zu 90% der Kosten müssten vom PV-Investor selbst getragen werden. Hier muss man eher von einer Förderung, als einer Übernahme der Kosten reden. Auch darf man das Ziel des «Mantelerlasses» nicht aus den Augen verlieren: der «Mantelerlass» soll der Beschleunigung der Energiewende dienen, bei diesen Ansätzen wird aber keine einzige Anlage, die nicht eh schon gebaut werden würde, gebaut werden.

Daneben muss weiter beachtet werden, dass manche PV-Anlagen, z.B. die mit Teilnahme an einer LEG bestehend aus einem Industrieunternehmen und einem landwirtschaftlichen Betrieb oder auch PV-Anlagen, welche ein langfristiges PPA zu guten Konditionen abschliessen können, auch ohne Übernahme der Kosten für Leitungsverstärkungen wirtschaftlich betrieben werden können (auch hier zeigen sich wieder die Grenzen der immer komplexer werdenden Regelungen und indirekten PV-Förderungen mittels Eigenverbrauch, ZEV und LEG). Diese Anlagen können die notwendigen Verstärkungen selbst finanzieren, hier ist eine Übernahme nicht notwendig.

Anlagen, die nur oder zum grossen Teil den Strom ins Netz einspeisen, produzieren erneuerbaren Strom für die Allgemeinheit. Dies soll nicht bestraft, sondern unterstützt werden. Des Weiteren sind solche Anlagen zwingend nötig, um das Ziel der Energiewende zu erreichen. Gleichzeitig müssen die benötigten Netzverstärkungskosten wirtschaftlich im Verhältnis liegen in Anbetracht der Anlagengrösse. Nicht jeder Standort ist sinnvoll zu erschliessen.

---

<sup>5</sup> zumal gemäss Art. 13e Satz 2 der Verteilnetzbetreiber eine pauschale Abgeltung in Höhe von CHF 59/kW neu installierter Erzeugungsleistung für «den generellen Bedarf an Netzverstärkungen, unabhängig von einer effektiven Realisierung, erhält»

Art. 15b Absatz 5 im Gesetz besagt, dass der Bundesrat ein Maximum der anrechenbaren Kosten pro kW der Anlage festlegen kann, d.h. er muss dies nicht tun. VESE schlägt daher folgende Regelung vor:

**Neu, StromVV, Art. 13e, Satz 3:**

*Vergütungen für Verstärkungen von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG werden nach Einreichen der Schlussrechnung für die Verstärkungen rückvergütet. Die Rückvergütung erfolgt für die Kosten ab Parzellengrenze bis zum Anschlusspunkt zu 100%.*

Falls die Verwaltung an einem Maximum der anrechenbaren Kosten pro kW der Anlage festhalten will, schlägt VESE folgende Regelung vor:

*Vergütungen für Verstärkungen von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG werden nach Einreichen der Schlussrechnung für die Verstärkungen rückvergütet. Die Rückvergütung für Anlagen mit maximal 20% Eigenverbrauch beträgt maximal 200 CHF/kWp der ausgewiesenen Leitungverstärkungskosten*

*Daneben muss geprüft werden, ob ein Ausbau auf 60% der DC-Leistung der Anlage deutlich preiswerter wäre. In diesem Falle ist die Leitung auf 60% zu dimensionieren und dem PV-Produzenten für den eingespeisten Strom eine um 8% höhere Abnahmevergütung zu zahlen (Modell der Elektra Jegenstorf<sup>6</sup>).*

---

**Art. 14 Abs. 3: Virtuelle ZEV, Nutzung der Anschlussleitung**

Einverstanden.

---

**Art. 18a: Netznutzungstarife**

Die Intention des Parlaments beim Mantelerlass ist die sichere Versorgung mit erneuerbaren Energien. Nebst dem Ausbau gehört dazu Effizienz, Suffizienz sowie Demand-Side-Management DSM.

Um die Effizienz zu fördern, wurden vor vielen Jahren bei vielen VNBs die Grund- und Messtarife abgeschafft und sämtliche Kosten und Gebühren vollumfänglich auf die Kilowattstunde verbrauchte Energie umgelegt. Dies machte den Strom teurer, damit wertvoller und belohnte die, welche sich sparsam, d.h. effizient und suffizient, verhielten.

Es ist uns unverständlich, dass von dieser, seit vielen Jahren erfolgreichen, Prämisse abgewichen wurde. Denn mit dem neuen Artikel 4, der bei den Beratungen des Gesetzes in den vergangenen zwei Jahren nie im Fokus stand, werden neu wieder Grundgebühren und Leistungstarife für alle Endverbraucher in Form «dynamischer Tarife» eingeführt.

Hier erhofft man sich, dass der Verbraucher über eine zeitliche Steuerung seines Verbrauchs Strom zu Zeiten braucht, in welchen die Netze nicht belastet und gleichzeitig die Energie «im Überfluss» vorhanden ist.

Dabei geht aber vergessen, dass damit der Anreiz der «teuren Strompreise» entfällt und vor allem, dass für den «normalen Konsumenten», und das wird über 80% aller Messstellen betreffen, der

---

<sup>6</sup> Link: [www.elektra.ch/stromprodukte/top-40](http://www.elektra.ch/stromprodukte/top-40)

Verbrauch zeitlich gar nicht steuerbar ist. Beleuchtung wird abends gebraucht, und Waschmaschine und Kochherd, die beiden anderen grossen Verbraucher im Privatbereich, können zeitlich nur sehr bedingt gesteuert werden. Dies zum einen, weil die meisten Konsumenten berufstätig sind, und zum anderen, weil dynamische Tarife eben dynamisch sind, d.h. jeden Tag zu anderen Zeiten andere Preise haben können. Das wäre, wie wenn der Bus jeden Tag leicht versetzt zu einer anderen Zeit fahren würde, einfach dann, wenn die Strassen frei sind. Kurzum: es ist in der Praxis nicht umsetzbar, zumal die von Waschmaschine und Herd gebrauchten Strommengen zu gering für signifikante Auswirkungen auf den zeitlichen Verbrauch sind.

Anders sieht dies mit automatisch steuerbaren Verbrauchern wie Wärmepumpe und E-Ladestationen aus. Doch hier fehlen die Erfahrungen - die Auswirkungen variabler Tarife sind unbekannt. Anstatt nun für alle Konsumenten neu variable Tarife überzustülpen, wäre es sinnvoller gewesen, erst einmal Pilotprojekte zu fahren und diese auszuwerten. Denn: für eine sinnvolle, zeitliche Steuerung von Wärmepumpen braucht es thermische Zwischenspeicher, entweder in der Form von thermischen, meist wasserbasierten Pufferspeichern oder einer Betonkernaktivierung (Fussbodenheizung). Ausserdem müssen Wärmepumpen dann leicht überdimensioniert sein, damit auch in kalten Tagen trotz stundenweisem Abschalten genug Wärmeenergie produziert werden kann. Immerhin gibt es hier erste Erfahrungen mit den Rundsteuerempfängern, vor grossflächigem Einführen dynamischer Tarife wären aber technische Werksvorschriften für die Dimensionierung von Wärmepumpenanlagen sinnvoll.

Bei Ladestationen fehlen die Erfahrungen, obwohl es erste Untersuchungen gibt: werden die Konsumenten «netzdienlich» laden? Welche Anreize und welchen finanziellen Spread bräuchte es dafür, damit die Auswirkungen wirklich substantiell Netze und (zeitliche) Energieproduktion entlasten würden?

Anstelle dynamische Tarife nun auf alle Endverbraucher auszurollen (mit den entsprechenden Kostenfolgen: «intelligente Messsysteme für alle», «Datenplattform», nicht zu vergessen der IT- und Kommunikationsaufwand bei den Verteilnetzbetreibern, um die Tarifoptionen zu verwalten und zu kommunizieren), wäre es sinnvoller gewesen, erst einmal Pilotprojekte, wie sie in der Vergangenheit von Repower oder aktuell von der GroupeE (Tarif «Vario», Link: [www.groupee.ch/de/energie/elektrizitaet/privatkunden/vario](http://www.groupee.ch/de/energie/elektrizitaet/privatkunden/vario)) durchgeführt werden, auszuwerten und zu optimieren.

---

## Artikel 18c - 18g: Speicher

Speicher sind nun endlich vom Netzentgelt befreit (dies war eine alte VESE-Forderung). Unverständlich für uns ist aber die unterschiedliche Behandlung von Speichern mit und ohne Endverbrauch am gleichen Messpunkt: Speicher mit Endverbrauch bekommen die Netztarife abzüglich Leistungskomponente und Grundgebühr rückerstattet, Speicher ohne Endverbrauch bekommen den kompletten Netztarif zurückerstattet. Dieser Punkt hat Relevanz, da nebst einer Ungleichbehandlung die Gefahr besteht, dass durch dynamische Tarife (Leistungskomponente) die netzdienliche Rückspeisung, beispielsweise mit Fahrzeugen, wirtschaftlich uninteressant gemacht wird.

Zurückgespeicherter Strom fällt nicht unter die Abnahme- und Vergütungspflicht des VNB. Dies wird die netzdienliche Einbindung von Heimspeichern behindern, da auch kleine Speicherbetreiber einen

gesonderten Vertrag mit dem VNB oder einem Dritten abschliessen müssten. Hier empfiehlt sich die Vorgabe einer Bagatellgrenze.

---

### **Art. 19d: garantierte Flexibilität**

In Anbetracht der gesenkten Einmalvergütungen sowie der niedrigen, nicht planbaren Abnahmevergütungen, lehnen wir eine entschädigungsfreie Flexibilitätsnutzung von 3% des Jahresertrags ab.

Wichtig ist uns, zu betonen, dass wir uns nicht gegen generelle Einspeisebegrenzungen stemmen. Diese können sehr sinnvoll sein, vor allem in Gebieten, in denen die Netze produktionsgetrieben ausgebaut wurden.

Ein Abstellen auf die Grenze von 3% der Jahresproduktion ist in der Praxis aber schwierig umzusetzen, denn 100% der Jahresproduktion sind ja gar nicht bekannt (da einspeisebegrenzt). Wir schlagen deshalb vor, ein Modell ähnlich dem TOP-40 ([Link: www.elektra.ch/stromprodukte/top-40](http://www.elektra.ch/stromprodukte/top-40)) der Elektra Jegenstorf zu nehmen - hier darf der VNB die Einspeisung am Übergabepunkt auf 60% der DC-Generatorleistung begrenzen, der Produzent erhält dafür eine um 8% höhere Abnahmevergütung (welche den Jahresminderertrag kompensiert). Ausserdem kann der Produzent die nicht eingespeiste Energie für den Eigenverbrauch nutzen.

---

### **Art. 19e - 19h: lokale Elektrizitätsgemeinschaft LEG**

Bei der LEG sind im Moment mehr Fragen offen als Antworten da sind. Deshalb verzichten wir hier im auf konkrete Vorschläge. Für uns unklar / nicht handhabbar sind die folgenden Punkte:

- die Netzeinsparungen sind, obwohl nachvollziehbar, zu gering, um eine LEG erfolgreich etablieren zu können (nach Abzug der voll zu zahlenden Abgaben und Umlagen sind es effektiv Einsparungen von ca. 18% (NE 7) resp. 9% (NE-übergreifend))
- Das Zusammenspiel Prosumer/ZEV-LEG ist unklar: kann bei einer Teilnahme an einer LEG nach wie vor von Eigenverbrauch profitiert werden? Oder wird sämtlicher Strom via LEG abgerechnet? Dies geht auch nicht aus dem erläuternden Bericht hervor. Art. 19g Abs. 3 StromVV ist hier unklar, es heisst dort: "Es ist nach Massgabe der Lastgangwerte von 15 Minuten eine Gegenüberstellung aller Elektrizitätsbezüge und aller Elektrizitätseinspeisungen der Teilnehmer der Gemeinschaft vorzunehmen." Dies kann so interpretiert werden, dass der Übergabezähler eines ZEV oder eines Prosumers als Referenz dient, dann könnten ZEVs und Prosumer den selbst verbrauchten Strom weiterhin ohne Netzgebühren abrechnen. Diese Sichtweise steht aber in einem gewissen Widerspruch zu Art. 19e Abs.1 StromVV: "Eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft kann gebildet werden, wenn die Leistung der Erzeugungsanlagen, die in die Gemeinschaft eingebracht werden, mindestens 20 Prozent der Anschlussleistung aller an ihr teilnehmenden Endverbraucher beträgt." Welche Erzeugungsleistung ist die hier massgebliche? Bringt der Prosumer seine Anlage komplett ein, so kann er wohl keinen Eigenverbrauch mehr machen. Bringt er sie nur teilweise ein, so müsste er sie (nachträglich) aufsplitten in eine Produktions- und eine Eigenverbrauchsanlage
- LEGS fördern die Investitionssicherheit von PV-Anlagen nicht: LEGs müssen, damit PV-Anlagen investitionssicher sind, langfristig angelegt werden - doch dies ist kaum möglich, bei grösseren

LEGs wird es immer Zu- und Abgänge geben. Diese Mutationen müssen verwaltet werden, dazu kommt, dass keine stabile Grundlage bzgl. des Spreads existiert: denn der VNB kann das Standardstromprodukt - und damit die Energie- und Netzpreise und vor allem das Verhältnis zwischen diesen - jährlich neu anpassen. Es gibt also keine solide Basis zur Kalkulation einer LEG

- 20%-Regel: Da Übergangsfristen fehlen, löst sich die LEG bei Unterschreiten des 20%-Anteils juristisch gesehen «schlagartig» auf. Hier wären Übergangsfristen wünschenswert, um z.B. neue PV-Produzenten kontrahieren zu können oder z.B. bei Abriss eines Gebäudes mit PV Zeit zu haben, eine neue PV-Anlage bauen zu können. Eine Übergangsfrist von 6-12 Monaten, in der der Minimalanteil unterschritten werden darf, würden wir für angemessen halten