

Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie, BFE

**Per Mail: [verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch](mailto:verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch)**

Zürich, 28. Mai 2024  
David Stickelberger

Tel. direkt +41 44 250 88 34  
[stickelberger@swissolar.ch](mailto:stickelberger@swissolar.ch)

## **Stellungnahme zu den Verordnungen zum Stromgesetz**

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti  
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu den Verordnungen zum Stromgesetz. Als Verband der Solarbranche mit über 1300 Mitgliedern aus der gesamten solaren Wertschöpfungskette ist es uns wichtig, dass das Stromgesetz mit seinen wegweisenden Neuerungen und ambitionierten Zielen durch geeignete Verordnungen umgesetzt wird. Nur so wird es möglich sein, den für die Dekarbonisierung der Schweiz unter Beibehaltung einer hohen Versorgungssicherheit notwendigen raschen Ausbau der erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Diesbezüglich sehen wir in einigen Punkten der Verordnungsentwürfe noch Verbesserungsbedarf; dies betrifft insbesondere die Minimaltarife und die Lokalen Elektrizitätsgemeinschaften.

Insgesamt begrüßen wir jedoch die Vorlagen ausdrücklich und wir sind der Ansicht, dass sie unbedingt per 1. Januar 2025 in Kraft gesetzt werden müssen.

Im Folgenden äussern wir uns zur Energieverordnung (EnV), Energieförderungsverordnung (EnFV) und Stromversorgungsverordnung (StromVV). Wir danken Ihnen für die sorgfältige Prüfung unserer Anliegen und stehen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse  
Swissolar

# Vernehmlassung Verordnungen zum Stromgesetz

## 1 Energieverordnung (EnV)

---

### Art. 7b Eignungsgebiete

Wir stimmen der vorgeschlagenen Formulierung ausdrücklich zu.

### Art. 9a Solaranlagen von nationalem Interesse

Abs. 1: Die Formulierung «geringe Distanz», «gemeinsame Anordnung» verunmöglicht je nach Projekt eine gesamtheitliche Betrachtung, die den konkreten Umständen des Projekts in sinnvoller Weise Rechnung tragen kann.

Zur Erfüllung der Anforderung nach Abs. 2 braucht es eine mittlere erwartete Produktion Oktober-März von mindestens 5 GWh. Dies entspricht ungefähr der unteren Limite für PV-Anlagen im «Solarexpress». In der bisherigen Praxis zeigt es sich jedoch, dass kleinere Anlagen eine viel höhere Realisierungschance haben und geringere Umweltauswirkungen aufweisen. Wir empfehlen deshalb, die Limiten tiefer zu setzen.

Mit «Solaranlagen» sind gemäss Erläuterungen aber auch solarthermische Anlagen mitgemeint, allerdings können diese die Grenze kaum erreichen. Die solarthermische Anlage in Ludwigsburg, eine der grössten in Deutschland, produziert jährlich 5.6 GWh. Wir schlagen deshalb eine gesonderte Anforderung für solarthermische Anlagen von mindestens 1 GWh Produktion im Winterhalbjahr vor.

### Antrag

- 1 *Bei der Beurteilung, ob eine Solaranlage von nationalem Interesse ist, können mehrere Modulfelder gesamthaft berücksichtigt werden, wenn ~~die Distanz zwischen den Feldern gering ist, die Felder eine gemeinsame Anordnung aufweisen und~~ die Lücken zwischen den Feldern sachlich begründet sind.*
- 2 *Neue und erneuerte Solaranlagen sind von nationalem Interesse, wenn die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März mindestens 2 GWh (Photovoltaik) bzw. 1 GWh (Solarthermie) beträgt.*
- 3 *Werden Solaranlagen erweitert, so sind diese von nationalem Interesse, wenn der Schwellenwert nach Absatz 2 nach der Erweiterung erreicht wird und sich die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März um mindestens 20 Prozent oder 1 GWh erhöht.*

### Art. 12 Abs. 1 Vergütung

In den Erläuterungen ist klarzustellen, bis zu welchem Maximum die Verteilnetzbetreiber höhere Vergütungen als die Minimalvergütung bezahlen dürfen, resp. diese Kosten auf ihre gebundenen Kunden überwälzen können.

Gemäss der bisherigen StromVV Art. 4 und 4bis war dies zulässig. Im vorliegenden Verordnungsentwurf ist keine solche Regelung mehr zu finden. Wir verweisen auf unseren entsprechenden Vorschlag weiter unten zu StromVV Art. 4.

### Art. 12 Abs. 1<sup>bis</sup> Minimalvergütung

Die Minimalvergütung soll zwar nur eine Rückfallebene für Extremsituationen auf dem Strommarkt bilden. Angesichts der grossen Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Strompreise wird sie jedoch für viele Investoren die Referenz für ihre Wirtschaftlichkeitsrechnung bilden. Besonders gravierend ist ein Wert von 0 Rp./kWh genau für jene Anlagengrösse, die meist von kommerziellen Investoren geplant wird.

Es gibt verschiedene Kritikpunkte an der vorgeschlagenen Berechnung der Minimalvergütung:

- Die zugrunde gelegten **Eigenverbrauchsanteile** von 40, bzw. 60% sind massiv zu hoch, sie beziehen sich auf den heutigen Anlagenbestand, der zu einem massgeblichen Teil in einem Zeitraum gebaut wurde, in dem die Dimensionierung der Anlagen aufgrund tiefer Abnahmevergütungen auf maximalen Eigenverbrauch ausgerichtet war. Erhebungen der ZHAW haben gezeigt, dass bisher durchschnittlich nur rund 50% der jeweils nutzbaren Dachfläche effektiv mit PV-Modulen belegt wurde. Für die Sicherung der zukünftigen Energieversorgung ist dieser Ansatz jedoch falsch. Es sollen keine Anreize für rein «eigenverbrauchsoptimierte», nicht

dachdeckende Anlagen geschaffen werden. Für die Rentabilitätsberechnung müssen deshalb **Eigenverbrauchsanteile im Bereich von 20-30%** eingesetzt werden.

- Die hinterlegten **Strompreise** (und damit die Kosteneinsparung durch wegfallenden Stromeinkauf) widerspiegeln die hohen Strompreise der Jahre 2022-2024. Diese liegen ca. 8 Rp. (H4) resp. 5 Rp. (C3) über den langjährigen Durchschnittspreisen. Für die zukünftige Entwicklung der Strompreise erwarten wir folgendes:
  - Wieder sinkende Preise (Futures EEX liegen aktuell bei ca. 6-8 Eurocent pro kWh, was ungefähr einem Strompreis vor dem «Putin-Peak» entspricht).
  - Es ist von einer verstärkten Saisonalität der Preise am Strommarkt auszugehen, mit zeitweise sehr tiefen Preisen im Sommerhalbjahr. Heute haben nur wenige VNB saisonale Preise, weshalb sich diese Entwicklung bisher insgesamt nicht in den Strompreisen widerspiegelt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die VNB diese verstärkte Saisonalität mittelfristig an ihre Endkunden weitergeben werden. Damit hat der im Sommer eingesparte Netzbezug weniger Wert.
  - In der revidierten StromVV ist die Einführung von dynamischen Netznutzungstarifen vorgesehen. Dies führt zu sinkenden variablen Kosten, was wiederum den Wert des Eigenverbrauchs reduziert. Gestützt auf die von uns konsultierten Experten gehen wir von einer durchschnittlichen Reduktion des Preises pro kWh um 1.5 Rp. (Tarif H4), resp. 4.2 Rp. (Tarif C3) aus. Wenn diese Beträge vom Mittelwert 2018-2020 abgezogen werden, so ergeben sich **Tarife von 19.25 Rp./kWh (H4), resp. 14.22 Rp./kWh (C3)**.
- Die **Besteuerung der Abnahmevergütung** wurde nicht berücksichtigt. In Kantonen mit Bruttobesteuerung/ohne Bagatellgrenze ist der Steuerbetrag über einen Zeitraum von 25 Jahren bei 60% Einspeisung mindestens doppelt so hoch wie der einmalige Abzug nach Erstellung. Dies verteuert die kWh um ca. 1.4 Rp/kWh. Da die Mehrheit der Kantone inzwischen eine Nettobesteuerung eingeführt haben (Verrechnung Einspeisung mit Bezug) gehen wir von durchschnittlichen **Mehrkosten von 1 Rp./kWh durch die Besteuerung** aus.
- Der zugrunde gelegte **spezifische Ertrag** von 1000 kWh/kWp ist nicht realistisch, v.a. unter Berücksichtigung der erwünschten vollständigen Nutzung von Dächern, also auch solchen mit suboptimaler Ausrichtung. Auf Flachdächern sind heute Ost-West-ausgerichtete Anlagen üblich, die ebenfalls keinen maximalen spezifischen Ertrag erlauben. Wir gehen deshalb von **950 kWh/kWp bei Anlagen < 30 kW und 850 kWh/kWp bei Anlagen >30 kW** aus.
- Wichtige Kostenblöcke für aus Gesamtsicht zwingend nötige **Eigenverbrauchs-Projekte** (v.a. ZEV) sind nicht berücksichtigt, die oft zu Mehrkosten führen:
  - Messinfrastruktur (Zähler) inkl. Inbetriebnahme
  - Steuerungssysteme, Elektroinstallationen und Telematik
  - Dienstleistungen und Honorare Planer/Architekten/TU
- Anlagen im **Contracting** sind gerade bei der Nutzung grosser Industriedächer etc. sehr wichtig. Für Contractoren sind die vorgeschlagenen Minimaltarife äusserst unattraktiv, da sie gleichzeitig ein wesentliches Marktrisiko tragen, v.a. bei Anlagen mit 20-40% Eigenverbrauch. Zudem ist beim Contracting (wie generell bei Firmen) kein steuerlicher Einmalabzug möglich.
- Die **O&M-Kosten** sind zu tief eingesetzt. Eine Erhebung bei den in unserem Verband organisierten Contractoren zeigt folgende Werte:

|                        |            |
|------------------------|------------|
| • < 30 kWp             | • 3 .. 5   |
| • > 30 kWp ... 100 kWp | • 3 .. 4   |
| • > 100 kWp ... 1 MWp  | • 1.7 .. 3 |
| • > 1 MWp              | • 1.4 .. 3 |

Ein realistischer Mittelwert für die O&M-Kosten liegt somit bei **3 Rp./kWh**

- Es ist zu bezweifeln, dass die **Preise für HKN** im angegebenen Ausmass steigen werden, v.a. wenn diese in Zukunft saisonal gültig sein werden. Diese Saisonalität der HKN-Preise muss im Rechenmodell berücksichtigt werden – er dürfte in Q2/3 in vielen Fällen zukünftig bei null liegen. Eine Alternative wäre allenfalls, einen minimalen PV-HKN Wert von z.B. 2 Rp/kWh für Anlagen < 30 kWp und 1 Rp/kWh für grössere Anlagen festzulegen, verbunden mit der Pflicht des Verteilnetzbetreibers, die HKN zu übernehmen.
- Die angenommene **Degradation** von jährlich 0.15% ist unrealistisch. Gemäss Prof. Ch. Bucher (BFH) zeigen Langzeitstudien Werte zwischen 0.2% und 0.5% pro Jahr. Herstellergarantien über 20 Jahre liegen bei 80-90% der anfänglichen Leistung. Ein realistischer Wert dürfte bei **0.3% jährlicher Degradation** liegen.

Gemäss Gesetz (Art. 15 Abs. 1bis EnG) orientieren sich die Minimalvergütungen an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer. Diese Formulierung interpretieren wir so, dass einerseits die Minimalvergütungen regelmässig in kurzen Abständen überprüft werden müssen, andererseits aber auch einen Spielraum offenlässt («orientieren sich»), um sinnvolle Anreize zu setzen, wie z.B. für die vollständige Nutzung von Dächern.

Wir beantragen, dass die Minimalvergütungen unter den genannten Bedingungen neu errechnet werden. Unsere eigenen Rentabilitätsberechnungen ergeben Minimalvergütungen in folgenden Grössenordnungen:

**Antrag:**

<sup>1bis</sup> Die Minimalvergütung beträgt:

- a. für Solaranlagen mit einer Leistung unter 30 kW: 8 Rp./kWh;
- b. für Solaranlagen mit Eigenverbrauch und einer Leistung von 30 bis 150 kW: 4 Rp./kWh;
- c. für Solaranlagen ohne Eigenverbrauch mit einer Leistung von 30 bis 150 kW: 7 Rp./kWh;

Wir verlangen einen **über 25 Jahre gleichbleibenden Minimaltarif** nach Erstellungsdatum der Anlage. Ein variierender Tarif widerspricht der Absicht des Gesetzgebers, wonach die Amortisation der Anlagen über ihre Lebensdauer gesichert sein muss.

**Antrag:**

Abs. 2 (neu):

Die Minimalvergütung pro Anlage bleibt ab Inbetriebnahmedatum unverändert während 25 Jahren. Für Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits in Betrieb sind, gilt diese Frist ab Inbetriebnahmemeldung bei Pronovo, sowie die Minimalvergütung zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes.

**Weitere Bemerkungen zur Minimalvergütung**

- Nach Inbetriebnahme der nationalen Datenplattform sollte eine automatische und stufenlose Berechnung des Minimaltarifs angeboten werden.
- Die vorgeschlagene Regelung mit einem Wechsel des Vergütungssatzes bei 30 kW führt zu unerwünschten Stufeneffekten (z.B. indem Anlagen mit einer Grösse von weniger als 30 kW erstellt werden). Es sind Mechanismen ähnlich wie bei der Einmalvergütung vorzusehen, um dies zu vermeiden (z.B. bei 50 kW Leistung: die ersten 30 kW zu einem Tarif, die folgenden 20 kW zum anderen Tarif).

**Art. 14 Abs. 3: Ort der Produktion / vZEV**

Das Gesetz sieht vor, dass die Anschlussleitungen auch für den Eigenverbrauch gebraucht werden können. In der aktuellen Formulierung wird diese Möglichkeit nur für die ZEV gegeben, nicht aber für die EVG im VNB-Modell. Wenn der erste Teilsatz weggelassen wird, dann kann die Anschlussleitung auch für EVG im VNB-Modell gebraucht werden.

In der Verordnung oder zumindest in den Erläuterungen muss präzisiert werden, was die «Anschlussleitung» und «Netzanschlusspunkt» für den virtuellen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch tatsächlich umfasst. Grund sind die unterschiedlichen Netztopologien (Verteilkasten, Trafo oder Muffennetz).

**Antrag**

Abs. 3: Auf einer Spannungsebene unter 1 kV kann die Anschlussleitung sowie die entsprechende Verbindungsleitung zwischen den Netzanschlusspunkten für den Eigenverbrauch ohne Vergütung der Netzkosten genutzt werden. Dies beinhaltet bei einem Muffennetz auch das betroffene Stammkabel.

**Art. 15 Abs. 1: Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch**

In diesem unveränderten Artikel wird von der erforderlichen «Anschlussleistung» des Zusammenschlusses gesprochen. In den Kommentaren ist zu beschreiben, wie diese Anschlussleistung definiert wird. Massgebend soll der Hausanschlusskasten (proportional reduziert aufgrund Beteiligter) sein, nicht die Wohnungssicherungen.

**Art. 16a Abrechnung der externen Kosten**

Wir stimmen dieser Formulierung ausdrücklich zu; sie entspricht der gängigen Praxis.

**Art. 18 Verhältnis zum Netzbetreiber**

**Abs. 1 Lit. a: Meldung der Bildung eines ZEV**

Trotz eines gegenteiligen ECom-Entscheids verlangen einige VNB weiterhin die Unterschrift jedes einzelnen ZEV-Teilnehmers bei der Bildung eines ZEV. Dies führt bei bestehenden, grösseren Bauten zu einem kaum zu bewältigenden Aufwand. In den Erläuterungen zur Verordnung ist deshalb explizit auszuführen, dass eine Auflistung der Teilnehmer und eine Bestätigung der mietrechtlich korrekten Mitteilung an die Mietenden unter Einhaltung der Frist von 30 Tagen ausreichend ist.

## **Abs. 5 und 6: Pflichten des Netzbetreibers**

Feiertage können dazu führen, dass die Einhaltung der Frist von 14 Tagen zur Lieferung der notwendigen Informationen zur Bildung eines ZEV oder einer LEG nicht möglich ist. Mit der Festlegung von Arbeitstagen wird dies vereinfacht.

Für ZEV-Dienstleister ist es absolut notwendig, dass der Netzbetreiber bei einem virtuellen ZEV zusätzlich zu den Abrechnungsdaten die Messdaten in einer 15-Minuten-Auflösung in einem branchenüblichen Format (bspw. SDAT) zur Verfügung stellt, damit die Energiebilanzierung zu den Teilnehmern des virtuellen ZEV durch den Dienstleister vorgenommen werden kann.

Ebenfalls ein zentrales Anliegen eines «intelligenten» virtuellen ZEV ist die Optimierung von Produktion und Verbrauch innerhalb des ZEV. Dafür braucht es möglichst Daten in Echtzeit. Diese sind grundsätzlich über die Kundenschnittstellen des Zählers abrufbar, was jedoch in der Praxis oft mit Schwierigkeiten verbunden ist und deshalb zu klären ist. Diese beiden unterschiedlichen Anforderungen an die Daten sind in unserem Vorschlag separat aufgeführt.

### **Antrag:**

*5 Der Netzbetreiber teilt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer innert 15 Arbeitstagen die für die Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch mit Inanspruchnahme von Anschlussleitungen notwendigen Informationen mit.*

*6 Er rechnet den Verbrauch der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die nicht an einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauchs teilnehmen, separat ab und stellt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer die für die für die Abrechnung notwendigen Daten in der erforderlichen Qualität zur Verfügung. Zudem stellt er den Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern die zur Optimierung des Betriebs notwendigen Daten in Echtzeit an den Kundenschnittstellen der Smart Meters zur Verfügung.*

Für die Bildung eines virtuellen ZEV ist die Kenntnis der Netztopologie wichtig. Zu den «notwendigen Informationen» gehört deshalb auch dies. Die bisherigen Erfahrungen sind teils unbefriedigend. In den Erläuterungen muss festgehalten werden, welche Standards für eine aussagekräftige Darlegung der Netztopologie einzuhalten sind. Siehe dazu auch unser Kommentar zu Art. 19g Abs. 2 StromVV.

## **2 Energieförderungsverordnung (EnFV)**

---

### **Art. 8 Ausübung des Wahlrechts**

Es ist klarzustellen, dass der Wahl keine bindende Wirkung für zukünftige Ausschreibungen zukommt.

#### **Antrag:**

*b. bei Photovoltaikanlagen: mit der Einreichung eines Gebots, wobei die Wahl keine bindende Wirkung für zukünftige Ausschreibungen hat, falls der Betreiber keinen Zuschlag erhalten sollte.*

### **Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt**

Die Gründe für die signifikante und wiederholte Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts sind unklar. Die vorgeschlagene weitere Absenkung stellt eine erhebliche Belastung für die Direktvermarkter dar, obwohl gerade diese Vertriebsform im Hinblick auf eine vollständige Nutzung von Dächern wichtig ist. Die bisherigen Basisbeiträge sind deshalb beizubehalten. Abs. 5: Ein Angleich der Publikations- an die Berechnungsperiodizität ist wünschenswert.

#### **Antrag:**

*4 gemäss geltendem Recht*

*5 (neu): Die Vollzugsstelle berechnet und veröffentlicht das Bewirtschaftungsentgelt monatlich*

### **Art. 30a<sup>quinquies</sup> Referenz-Marktpreis**

Die HKN-Preise werden technologiespezifisch unterschiedlich gehandelt: HKN aus Solaranlagen werden in der Regel deutlich höher vergütet als solche von Wasserkraftwerken. Der HKN-Zuschlag soll deshalb technologiespezifisch berechnet werden.

#### **Antrag:**

*1 Der Referenz-Marktpreis für die gleitende Marktprämie entspricht dem Referenz-Marktpreis nach Artikel 15, zuzüglich eines vierteljährlichen, technologiespezifischen Durchschnittspreises von Herkunftsnachweisen, die an etablierten Handelsplattformen gehandelt werden.*

### **Art. 30a<sup>novies</sup> Gleitende Marktprämie - Übersteigender Teil**

Hier geht es um die Rückzahlung für den Fall, dass der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz übersteigt. Gemäss Abs. 3 soll der Betreiber 10 Prozent dieses übersteigenden Teils in den Monaten Dezember bis März einbehalten können.

Die Ausführungen im erläuternden Bericht, wonach eine Erhöhung dieses Prozentsatzes bei PV-Anlagen lediglich zu Mitnahmeeffekten führen würde, ist nicht zutreffend. Das Gegenteil ist der Fall: Die Gefahr von Mitnahmeeffekten sehen wir beim Belassen des Werts bei 10 Prozent, weil der Anreiz zur Ausrichtung auf Winterstromproduktion dadurch viel zu gering ausfällt. Eine Erhöhung dieses Werts setzt wiederum einen starken Anreiz, die Anlagen auf Winterproduktion auszurichten. Genau dies war die Intention des Gesetzgebers und sollte daher adäquat berücksichtigt werden. Da der Aufwand für die Winterproduktion bei Photovoltaik deutlich grösser ist als bei anderen Technologien, schlagen wir differenzierte Anteile vor, die zudem für das ganze Winterhalbjahr gelten sollten. Auch im Oktober und November braucht es Anreize zur Schonung der Wasserkraftreserven.

#### **Antrag:**

*3 Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so kann der Betreiber in den Monaten Oktober bis März folgenden Teil einbehalten.*

*a. bei Photovoltaik-Anlagen: 40 Prozent.*

*b. bei allen anderen Technologien: 20 Prozent*

### **Art. 30c Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen (gleitende Marktprämie)**

Solaranlagen im alpinen Raum sind aus ökonomischer Sicht nicht mit Solaranlagen im Mittelland konkurrenzfähig. Mit separaten Spezialauktionen für alpine Solaranlagen ist entsprechend sicherzustellen, dass die Wettbewerbsbedingungen von Ausschreibungen wie vom Gesetzgeber gewollt unter vergleichbaren Projekten die effizientesten Projekte begünstigen, statt alpine Solaranlagen zu verhindern. EnG Art. 29e, Abs. 3, zweiter Satz hält fest, dass dies auch im Sinne des Gesetzgebers ist. Dies stellt auch eine sinnvolle Nachfolgeregelung zum «Solarexpress» dar.

#### **Antrag:**

*1<sup>bis</sup> (neu) Für Photovoltaikanlagen von nationalem Interesse gemäss Art. 9a EnV werden jährlich separate Spezialauktionen durchgeführt.*

### **Art. 30c<sup>quater</sup> Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Inbetriebnahmemeldung**

Für grosse PV-Anlagen in den Alpen ist eine Inbetriebnahmefrist von 24 Monaten wenig realistisch, da sich die Bauzeit auf wenige Monate im Jahr beschränkt und die Zubringerlogistik sehr anspruchsvoll ist.

Eine vollständige Inbetriebnahmemeldung innert Monatsfrist ist kaum realistisch. Hier ist mehr Spielraum gewünscht.

#### **Antrag:**

*1<sup>bis</sup> (neu) Für Photovoltaikanlagen mit einer Jahresproduktion von mindestens 10 GWh und einer Winterproduktion von mindestens 500 kWh/kWp beträgt die Inbetriebnahmefrist 60 Monate.*

*3 Die Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle spätestens drei Monate ab der Inbetriebnahme zu melden.*

### **Art. 38a Festsetzung der Einmalvergütung durch Auktionen**

Analog zu Art. 30c braucht es auch für die Auktionen zur hohen Einmalvergütung separate Spezialauktionen für Anlagen im alpinen Raum mit hohem Winterertrag.

#### **Antrag:**

*2<sup>bis</sup> (neu): Für Photovoltaikanlagen von nationalem Interesse gemäss Art. 9a EnV werden jährlich Spezialauktionen durchgeführt.*

## Anhang 2.1: Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Ziff. 2.7: Wir begrüssen die Erhöhung der Neigungswinkelboni. Sie schaffen Anreize u.a. zum Bau von Fassadenanlagen. Ebenso begrüssen wir den Parkflächenbonus. Wir erachten jedoch den vorgeschlagenen Bonus als ungenügend, insbesondere für kleinere Solarcarports. – Der Höhenbonus wurde bisher nicht genutzt, weshalb er überprüft werden sollte. Anstelle einer eher willkürlich festgelegten Höhe über Meer sollte der Winterertrag massgeblich sein.

### Antrag:

2.7.3 Der Bonus für Anlagen mit einem Ertrag von mindestens 500 kWh/kW in der Periode Oktober-März beträgt 250 Franken pro kW. Der Nachweis...

2.7.4 Der Parkflächenbonus beträgt 350 Franken pro kW

Ziff. 2.8: Die Begrenzung der Förderung für integrierte Anlagen auf ein Maximum von 100 kW ist stossend. Es braucht entweder eine anteilmässige Berücksichtigung des integrierten Tarifs bis 100 kW (so wie auch bei den angebauten Anlagen anteilmässig für die Leistungen bis 30 und von 30-100 die höheren Sätze gelten), oder dass es auch für Leistungen über 100 kW eine höhere Förderung gibt bei integrierten Anlagen. Solche Anlagen sind ästhetisch hochwertig und sorgen für hohe Akzeptanz. Zudem werden in diesem Bereich fast ausschliesslich Module aus der Schweiz oder dem restlichen Europa installiert.

## 3 Stromversorgungsverordnung (StromVV)

---

### Art. 4 Grundversorgungstarife

Mit dem Wegfall der bisherigen Art. 4 und 4a StromVV entfällt die explizite Möglichkeit, höhere Abnahmevergütungen als jene gemäss Art. 12 Abs. 1 EnV an die Kunden in der Grundversorgung zu überwälzen. Dies muss unbedingt auch mit dem neuen Gesetz möglich sein, damit Verteilnetzbetreiber ihn ihrem Versorgungsgebiet stärkere Anreize für Solaranlagenbetreiber schaffen können. Selbstverständlich muss dafür eine Obergrenze gesetzt werden. Diese soll bei 15 Rp./kWh liegen, was die Produktionskosten fast aller neu installierten PV-Anlagen deckt. Zudem entspricht dieser Wert jenem der Mehrkostenfinanzierung («15-Räppler»).

Das revidierte StromVG lässt eine solche Regelung grundsätzlich zu:

StromVG (neu) Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> lit. d:

d. In die Grundversorgungstarife dürfen nebst einem angemessenen Gewinn eingerechnet werden:

[...]

3. bei Abnahmen nach Artikel 15 EnG: die entsprechende Vergütung

### Antrag:

*Abs. 4 (neu, in Anlehnung an die bisherige Regelung):*

Soweit der Verteilnetzbetreiber die Elektrizität für Lieferungen nach Artikel 6 Absatz 5bis StromVG aus Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion von höchstens 5000 MWh beschafft, rechnet er in Abweichung zum Ansatz der anrechenbaren Energiekosten (Abs. 2) die Beschaffungskosten, einschliesslich der Kosten für Herkunftsnachweise, ein, und zwar bis höchstens 15 Rp. /kWh.

*Abs. 5 (neu, entspricht bisherigem Abs. 4 StromVV):*

Soweit der Verteilnetzbetreiber seine Endverbraucher mit Grundversorgung nach Artikel 6 Absatz 5bis StromVG beliefert, verwendet er für die Stromkennzeichnung die für diese Elektrizität ausgestellten Herkunftsnachweise.

*Abs. 6 (neu, entspricht bisherigem Abs. 5 StromVV):*

Nicht nach Artikel 6 Absatz 5<sup>bis</sup> StromVG eingerechnet werden dürfen die Kosten von Elektrizität aus Erzeugungsanlagen, die im Einspeisevergütungssystem sind, von einer Mehrkostenfinanzierung oder von vergleichbaren kantonalen oder kommunalen Unterstützungen profitieren.

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

Der hier vorgeschlagene Anteil von 20% liegt deutlich unter dem Status quo des Schweizer Strommixes (ca. 60% erneuerbare Energien). Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Beschaffungssituation vieler VNB schlagen wir 40% als Ausgangspunkt vor. Zur Erreichung der Ausbauziele braucht es danach eine Steigerung, die sich am angestrebten Produktionsmix respektive dem Importanteil für 2050 orientiert. Zudem braucht es zur Schaffung einer Planungssicherheit für Produzenten Bezugsverträge mit einer längeren Laufzeit.

**Antrag:**

3 Mindestens folgender Anteil der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird, muss aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland stammen: 40 Prozent (2025), 45 Prozent (2028), 50 Prozent (2031), 55 Prozent (2035), 60 Prozent (2040), 70 Prozent (2050). 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 zehn Jahren haben.

**Art. 4b Standardstromprodukt**

Wir gehen davon aus, dass sich der Mindestanteil auf ein ganzes Jahr bezieht. Unter dieser Voraussetzung wäre ein Anteil von 75% für die meisten VNB ein Rückschritt, da die Standardstromprodukte fast überall zu 100% aus inländischem erneuerbarem Strom bestehen. Wir fordern deshalb ein ehrgeizigeres Ziel von 90%.

**Antrag:**

1 Die Verteilnetzbetreiber müssen bei der Stromkennzeichnung gegenüber den Endverbrauchern, die mit dem Standardstromprodukt (Art. 6 Abs. 2bis StromVG) versorgt werden, für mindestens 90 Prozent der gelieferten Elektrizität Herkunftsnachweise verwenden, die eine inländische und erneuerbare Herkunft des Stroms belegen.

**Art. 8 Messtarife**

In den Erläuterungen ist zu präzisieren, dass mit «Messpunkt» der Zähler gemeint ist.

**Art. 8 Abs 2: Tarifobergrenze pro Messpunkt**

Die Tarifobergrenze für die LEG muss im Verhältnis und nicht absolut zum Standardtarif sein und LEG dürfen nicht benachteiligt werden. Der Aufschlag von 0.50 Franken für die Messung einer LEG erhöht deren Verwaltungskosten. Sollten die monatlichen Messkosten für einen Standardmessanschluss unter 6 Franken sinken, müssen die LEG-Messkosten ebenfalls sinken. Wird die Differenz zur LEG erhöht, wird somit die LEG zusätzlich benachteiligt.

**Antrag:**

Lit. a, al. 1. bis zu einer Netzanschlussleistung von höchstens 100 Ampere: monatlich höchstens 6.– Franken oder monatlich höchstens ~~6.50~~ zusätzlich 0.50 Franken im Falle der Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft,

Uns ist bewusst, dass die Tarifpublikation der Netzbetreiber für 2025 noch nach der aktuellen Verordnung erfolgen wird und somit 2025 noch keine Messtarife gemäss Art. 8 StromVV publiziert werden. Dies sollte aber nicht dazu führen, dass virtuelle ZEV und LEG erst ab 2026 möglich werden. Als Übergangregelung schlagen wir vor, dass für die zusätzlichen Messpunkte in einem virtuellen ZEV im Jahr 2025 der maximale Tarif gemäss Art. 8 Abs. 2 StromVV verrechnet werden darf. Dies soll an geeigneter Stelle als Übergangsbestimmung in die StromVV aufgenommen werden.

**Antrag:**

Übergangsbestimmung StromVV (neu): Im Jahr 2025 dürfen Netzbetreiber für zusätzlichen Messpunkte in einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch den maximalen Messtarif gemäss Art. 8 Abs. 2 StromVV verrechnen.

**Art. 8e Informationsprozesse**

Im Zusammenhang mit der Netzentgeltbefreiung wird die zentrale Datenplattform zukünftig eine wichtige Rolle spielen, um die Messdaten der Lade- und Entladevorgänge von Speichern miteinander abzugleichen. Aus unserer Sicht sollte dies in Art. 8e explizit erwähnt werden, mit einer Ergänzung von Art. 8e Abs. 2 um einen zusätzlichen Buchstaben:

**Antrag:**

Art. 8e Abs 2 Bst. k StromVV (neu): die Rückerstattung des Netznutzungsentgeltes nach Artikel 18d.

Diese Aufgabe sollte bereits bei der Konstituierung des Datenplattformbetreibers gemäss Art. 8f berücksichtigt werden.

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

Abs. 3 (Vergütungen für Verstärkungen von Anschlussleitungen)

Folgende Bemerkungen:

- Wenn es eine bessere Massnahme als Netzverstärkungen gibt, sollte es möglich sein, diese zu unterstützen (z.B. lokale Speicherung, intelligente Steuerungen (EMS), Blindstromregelung, SmartGridReady-Systeme, etc.).
- Der Tarif von 50 Fr./kW soll gemäss den Erläuterungen lediglich 5% der durchschnittlichen Anschlusskosten decken. Dieser Anreiz ist ungenügend.
- Es muss festgelegt werden, dass sich die Angabe auf die DC-Leistung bezieht. Dies würde einen Anreiz zur Begrenzung der Einspeisung schaffen.
- Es ist unklar (siehe EnV Art. 10 Abs. 3, StromVG Art. 15 b Abs. 5), ob beim Anschluss einer PV-Anlage, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen wird, der Produzent die Kosten des Anschlusses (z.B. eigener Trafo) zurückerstattet erhält.
- Mit einer Rückwirkungsklausel können Projektverzögerungen vermieden werden.

**Antrag:**

*3 Vergütungen für Verstärkungen von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG betragen höchstens 100 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung. Kostengünstigere oder kostensenkende Massnahmen zur Zielerreichung als Netzverstärkungen können ebenfalls vergütet werden.*

*5 (neu) Kosten gemäss Art. 13e können rückwirkend per 30.6.2024 in Rechnung gestellt werden.*

## **Art. 18a Netznutzungstarife der Niederspannungsebene**

**Abs. 2:** Bst. b steht im Widerspruch zu Art. 4 Abs. 1, wonach die Tarife 1 Jahr im Voraus bekanntgegeben werden müssen. Hier braucht es eine Erläuterung, dass dies bei Veröffentlichung des Algorithmus zulässig ist.

Dynamische Tarife sollen Anreize zu netz- und systemdienlichem Verhalten schaffen. Wer keinen Elektroboiler, Wärmepumpe oder E-Ladestation hat, kann darauf kaum reagieren. Dynamische Tarife können in diesen Fällen kontraproduktiv sein, da der Anreiz zum Stromsparen verringert wird.

**Antrag:**

*Abs. 2a (neu): Endkunden ohne Möglichkeit zu netzdienlicher Verbrauchs- oder Produktionsanpassung müssen die Möglichkeit erhalten, zwischen einem Tarif nach Art. 2 Abs. a, b oder c zu wählen.*

## **Art. 18d Rückerstattung des Netznutzungsentgelts**

Abs. 1: Die Rückerstattung nach dem Durchschnittspreis ist insbesondere bei Kunden mit Batterien und einem dynamischen Tarif problematisch und kann zu Missbräuchen führen.

**Antrag:**

*...ergibt sich aus:*

- a. Der für das Tarifjahr durchschnittlichen Arbeitskomponente (Rp./kWh) des jeweils angewendeten Netznutzungstarifs oder dem massgeblichen Tarif im Zeitpunkt des Bezugs aus dem Netz, falls dieser bestimmt werden kann.*

## **Art. 18g Richtlinien für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts**

In der Schweiz ist es Usus, dass für die Ausarbeitung von Richtlinien die «Branchenverbände» zuständig sind. Im Strombereich fiel diese Rolle bisher dem VSE zu. Die betroffenen Kreise sind einzubeziehen, haben aber kein Mitspracherecht. Diese bewährte Praxis soll grundsätzlich beibehalten, aber angepasst werden. Die Energiewelt verändert sich rasant, neue Akteure treten auf den Plan und neues Knowhow ist gefragt. Deshalb schlagen wir vor, dass die Richtlinien neu vom VSE gemeinsam mit den betroffenen Kreisen erarbeitet werden. Falls umstritten ist, wer die betroffenen Kreise sind, entscheidet darüber das BFE.

Die folgende Formulierung steht stellvertretend für alle Artikel im Verordnungspaket, in denen von der Erarbeitung von Richtlinien die Rede ist.

**Antrag:**

*1 Die Netzbetreiber legen gemeinsam mit den betroffenen Kreisen transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die technische und organisatorische Umsetzung der Rückerstattung fest.*

*2 ~~Sie arbeiten dazu mit den betroffenen Kreisen zusammen.~~*

## Art. 19d Inanspruchnahme von garantierten Flexibilitätsnutzungen

Die hier vorgeschlagene Regelung ist zurzeit nicht für alle Verteilnetzbetreiber umsetzbar, da sie die hypothetische Maximalproduktion einer Anlage nicht ermitteln können. Eine vereinfachte Regelung soll deshalb explizit auch zugelassen werden. Damit wird explizit festgehalten, dass mehrere technische Umsetzungen zulässig sind. Einerseits eine fixe Beschränkung der zulässigen eingespeisten Leistung, andererseits auch eine P(U)-Regelung, die im Wechselrichter parametrisiert wird und keine Steuergeräte braucht.

Der Anlagenbesitzer muss ein Wahlrecht haben, wie er diese Anforderung am Abschlusspunkt sicherstellt. Er kann dies zum Beispiel mit einer auf diesen Wert begrenzten Anschlusssicherung, einer fixen Begrenzung am Wechselrichter oder mit SmartGridReady-Energiemanagement-Lösungen sicherstellen.

### Antrag:

*6 Die Nutzung von Flexibilität wird für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz garantiert. Der Umfang dieser Garantie ist auf Photovoltaikanlagen beschränkt. Bei diesen ist der Höchstanteil der Flexibilität auf 3 Prozent der jährlich produzierten Energie oder auf 30 Prozent der normierten Gleichstrom-Spitzenleistung der Vorderseite des Solarstromgenerators beschränkt. Der Anlagenbesitzer kann festlegen, wie er die Abregelung von 30 Prozent am Anschlusspunkt sicherstellen wird.*

## Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)

LEG sind ein zentrales Element für den weiteren Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz. Sie schaffen Anreize für einen erhöhten Eigenverbrauch und damit den Bau grösserer Anlagen. Weil der Eigenverbrauch lokal erfolgt, werden die Verteilnetze weniger belastet und der Ausbaubedarf wird reduziert. Damit diese Ziele des neuen Instruments erreicht werden, müssen allerdings geeignete Bestimmungen in den Verordnungen geschaffen werden. Dies ist mit dem vorliegenden Entwurf noch nicht der Fall:

Wir sind uns bewusst, dass die Umsetzung der Eigenverbrauchsabrechnung sowie weiterer Anpassungen für LEG für die Verteilnetzbetreiber mit Aufwand verbunden ist. Eine Übergangsfrist von maximal einem halben Jahr für deren Einführung wäre für uns akzeptabel.

## Art. 19a Netzdienliche Flexibilität und bestehende Flexibilität

In Abs. 2 schlagen wir vor, im Bericht zur StromVV zu präzisieren, dass eine Flexibilität nur dann als bestehend gelten kann, wenn die entsprechende Flexibilität auch tatsächlich schon vor dem 1.1.2025 vorhanden war. Wenn also z.B. der Netzbetreiber vor dem 1.1.2025 ein intelligentes Steuer- und Regelsystem installiert hat, um eine vorhandene Wärmepumpe zu steuern, und nach dem 1.1.2025 Ladestationen installiert werden, so soll die Nutzung der Flexibilität der Ladestationen nicht als bestehende Flexibilität gelten.

## Art. 19e Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

Die Eintrittshürde für eine LEG mit mindestens «20% der Anschlussleistung» ist zu hoch und verhindert die Gründung einer LEG und deren damit verbundenen administrativen Aufwände. Der grösste Anteil der Produktion muss ins Netz zurückgespeist werden. Ein möglichst hoher lokaler LEG-Verbrauch wird verhindert und es besteht kein Anreiz, in grössere Anlagen zu investieren. Diese Effekte können grösstenteils korrigiert werden, wenn der Anteil der Anschlussleistung bei 2% bis maximal 6% liegt. Der Wert hat einen Einfluss auf den Zubau durch Bürgerbeteiligungen (Community-Modelle) und smarte LEG. Je tiefer der Wert (2%), desto mehr Leute können über Bürgerbeteiligungsmodelle mittels LEG erreicht werden. Solche Bürgerbeteiligungsmodelle, initiiert durch Private, Gemeinden, Genossenschaften, etc. sind ein wichtiger Treiber mit einem Netzwerkeffekt für den Zubau von Photovoltaik.

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

**Anschlussleistung in Mehrparteiengebäuden vereinfacht berechnen:** Die Summe der Wohnungssicherungen liegt um einen Faktor 2-3 höher als die Sicherung am Hausanschlusskasten. Daher ist es zwingend, dass zur Bestimmung der relevanten Anschlussleistung der HAK massgebend ist. Die Anschlussleistung einer einzelnen Wohnung muss durch «Anschlussleistung HAK» pro Anzahl Bezügersicherungen für Wohnungen / Gewerbeeinheiten / etc. berechnet werden.

**Flexibilität bei der Umsetzung mit Übergangsfristen:** Eine LEG ist dynamisch. Teilnehmende können jederzeit ein- und austreten oder Anlagen können neu integriert werden. Beim Wechsel von Teilnehmenden oder bei der Neuintegration von Anlagen kann es vorkommen, dass Grenzwerte der Anschlussleistung vorübergehend oder nicht dauerhaft eingehalten werden können. Mit einer Übergangsfrist von **2 Jahren** 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.

#### **Antrag**

*1 Eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft kann gebildet werden, wenn die Leistung der Erzeugungsanlagen, die in die Gemeinschaft eingebracht werden, mindestens 2 Prozent der Anschlussleistung aller an ihr teilnehmenden Endverbraucher beträgt.*

#### **Art. 19g Verhältnis zum Verteilnetzbetreiber**

Für die Bildung von LEG werden in vielen Fällen Dienstleister beigezogen. Es muss explizit zugelassen werden, dass solche Dritte im Auftrag der LEG-Interessenten mit den erforderlichen Daten zu beliefern sind. Anstelle von 14 Tagen sollen 15 Arbeitstage als Frist genannt werden, um Probleme mit Feiertagen zu vermeiden.

#### **Antrag:**

*2 Die Verteilnetzbetreiber sind zur Mitwirkung verpflichtet. Insbesondere müssen sie den an der Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft interessierten Personen oder an Dritte im Auftrag der interessierten Personen, soweit dies für die Planung der Gemeinschaft relevant ist:*

*a. spätestens innerhalb von 15 Arbeitstagen ab einer entsprechenden Anfrage die Netztopologie offenlegen;*

In der Verordnung oder zumindest in den Erläuterungen muss festgehalten werden, welche Standards (und automatisierten Planauskünfte) für eine aussagekräftige Darlegung der Netztopologie einzuhalten sind. Dies gilt sowohl für LEG als auch für virtuelle ZEV.

Die bisherigen Erfahrungen mit Planauskünften seitens der VNB sind unbefriedigend. Es fehlt ein übergreifender Standard inkl. Planlegenden, etc., der auch die Anforderungen des Datenschutzes berücksichtigt. Ohne einen übergreifenden Standard (und automatisierte Planauskunft) ist die Frist von 14 Tagen (resp. 15 Arbeitstagen) aus Sicht der Verteilnetzbetreiber nicht haltbar. Aus Sicht der Bauherrschaft ist eine verbindliche Frist allerdings notwendig, um einen Investitionsentscheid tätigen zu können.

Um einen transparenten Prozess und eine korrekte Bilanzierung zu ermöglichen, sind der LEG bzw. einem beauftragten Dienstleister (Vertreter der LEG) sämtliche Messwerte aller LEG-Teilnehmenden in einer 15-Minuten-Auflösung in einem branchenüblichen Format (z.B. SDAT) bereit zu stellen. Nur so kann eine LEG intern und im Rahmen der energiewirtschaftlichen Prozesse eine korrekte Bilanzierung vornehmen. Auch dies ist in geeigneter Weise festzuhalten.

Analog zu Art. 18 Abs. 6 EnV ist festzuhalten, dass der VNB den kostenlosen Zugang zur Kundenschnittstelle des Smart Meters gewährleisten muss. Nur so ist die für den Betrieb einer «smarten» LEG notwendige Optimierung möglich.

#### **Antrag:**

*Abs. 6 (neu): Der Verteilnetzbetreiber stellt den Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern die zur Optimierung des Betriebs notwendigen Daten in Echtzeit an den Kundenschnittstellen der Smart Meters zur Verfügung.*

#### **Art. 19h Reduktion des Netznutzungstarifs bei LEG**

Der vorgeschlagene Abschlag des Netznutzungstarifes bietet ungenügende Anreize, um eine LEG mit Netzwerkeffekten und smarte LEG zu gründen. Der Anreiz muss deutlich grösser sein, um das Potenzial der vorhandenen Flexibilität zu erschliessen. Nur so werden systemdienliche LEG entstehen.

«Smarte» LEG haben etwas höhere Systemkosten, optimieren aber das System und können somit auch netzdienlich betrieben werden. Bei einem kleinen Netzabschlag werden vermehrt reine Abrechnungs-LEG realisiert.

Ein weiterer Grund: Die zukünftigen Arbeitspreise beim Strom werden aufgrund dynamischer Tarife von 70% auf 50% der Kosten sinken. Der Anteil der reduzierbaren Netzkosten und somit der Anreiz für eine LEG wird dadurch weiter sinken.

Viele LEG werden zudem via höhere Netzebenen verlaufen. Eine Erhöhung des Abschlags auf die Tarife für diese Netznutzung ist deshalb ebenfalls für den wirtschaftlichen Betrieb von LEG erforderlich.

## **Antrag**

*1 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 55 Prozent ihres Standardtarifs auf Netzebene 7 und 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.*

Weiter ist zu präzisieren, dass die Reduktion des Netznutzungstarifes auch für Leistungstarife gilt. Ein fehlender Abschlag für Leistungstarife würde einerseits den Anreiz für eine LEG weiter mindern und andererseits zu Fehlentscheidungen führen.