

Link zu den Unterlagen: https://www.fedlex.admin.ch/de/consultation-procedures/ongoing#https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2025/59/cons_1

Start der Vernehmlassungsfrist: 16. September 2025

Einreichfrist: 22. Dezember 2025

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

Bundesamt für Energie

3003 Bern

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

Bern, 3. November 2025

Stellungnahme des Verbandes unabhängiger Energieerzeuger VESE zur Revision der
Energieverordnung EnV und Stromversorgungsverordnung StromVV vom 16. September 2025

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 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

Allgemeine Beurteilung der Vorlagen

Ausgangslage

Die hohe Kadenz, mit welcher die Verordnungen im Energiebereich geändert werden, führt zu absurden Situationen: Noch bevor die Verordnungsänderungen, für welche die Vernehmlassung bis Juli 2025 dauerte (u.a. zum Winterstrombonus), bekannt sind, werden zwei neue Vernehmlassungen gestartet: die zum Stromabkommen und die zur Änderung der Minimalvergütung.

Zeigt schon die Praxis, dass es zwei bis drei Jahre dauert, bis Verordnungsänderungen von den praktisch tätigen Akteuren und investitionsbereiten Privatpersonen wirklich verstanden sind und umgesetzt werden, sind langsam auch die politisch tätigen Verbände überfordert ob der dauernden Änderungen.

Der eigentliche Grund der nun vorliegenden Änderungsvorschläge scheint "die Angst vor Negativpreisen" und den entsprechenden, vom Verteilnetzbetreiber zu tragenden Kosten, zu sein.

Doch sind negative Preise wirklich so schlimm?

Vor wenigen Jahren gab es im In- und Ausland noch Studien, die gezeigt haben, dass Negativpreise notwendig sind, um Innovationen in Batterien und Elektrolyseure auszulösen. Und diese Studien scheinen recht zu behalten, denn solange das marktbasierende Stromhandelssystem beibehalten wird, braucht es entsprechende "Spreads", um neue Geschäftsmodelle, wie z.B. Batterien, anzustossen.

Nicht die negativen Preise sind das Problem, sondern deren Tragung durch den lokalen Verteilnetzbetreiber

VESE weist schon seit Jahren darauf hin, dass die Erneuerbaren Energien über eine zentrale Vergütungsstelle verrechnet werden müssen. Denn die jetzige Lösung, dass der lokale VNB die Energie vergüten muss, führt zu grossen Verwerfungen und Ungerechtigkeiten: so haben diverse VNB inzwischen teilweise mehr Solarstrom in ihrer Bilanzgruppe, als sie Verbrauch durch ihre grundversorgten Kunden haben. Der Solarstrom wird aber definitiv benötigt, nur vielleicht nicht komplett von VNB "A", sondern vom VNB, welcher das nächstgelegene Stadtgebiet versorgt. Und von den (in erster Linie privaten) PV-Betreibern zu verlangen, dass diese die Einspeisung und damit ihre Produktion (im Falle von niedrigem Eigenverbrauch) an nicht prognostizierbare Marktpreise anpassen müssen, wird der Sache auch nicht gerecht. Denn PV-Produzenten können am Produktionsprofil nicht viel ändern, in den allermeisten Fällen sind aufgrund der Dachgeometrie sogar Ausrichtung und Neigungswinkel der Anlage vorgegeben.

Sinnvoller wäre es, systemisch zu denken und den Experten der Stromversorgung, das sind die kleinen und grossen Verteilnetzbetreiber, die Verantwortung zu übergeben - diese könnten dann z.B. netz- und energiedienliche Quarterspeicher installieren und betreiben, diese würden aufgrund der Cost-Plus- und Sunshine-Regulierungen, so diese vom Netz- auch auf den Energiebereich erweitert werden würden, auch keine übermässigen Gewinne generieren.

VESE schlägt hierzu ergänzend in seinem White-Paper "PV-Zubau 2.0"¹ ein Kapazitätsmodell vor, welches es den VNB und/oder Bilanzgruppenverantwortlichen erlauben würde, PV-Anlagen netz- und energiedienlich zu betreiben.

Besonders stossend findet VESE die Abwälzung der Verantwortung für die Gesetzgebung, die eigentlich beim Parlament liegt, auf die Exekutive. Denn der Bundesrat bekommt mit der neuen Fassung des Artikels 15 1^{bis} EnG einen Freibrief für die Regelung bei "negativen Stunden", Zitat aus dem Gesetzestext:

Für Zeiten mit negativen Marktpreisen kann der Bundesrat abweichende Regelungen vorsehen.

Auch wenn von diesem Freibrief gemäss den Vernehmlassungsunterlagen (im Moment?) kein Gebrauch gemacht werden soll, so können hier für PV-Betreiber tiefgreifende Änderungen jederzeit vom Bundesrat beschlossen werden. Dies ohne parlamentarische Zustimmung.

Die Vorlage löst die Probleme nicht

a) Anzahl Negativstunden ist nicht prognostizierbar

Gemäss erläuterndem Bericht gab es im 2023 73 h mit Negativpreisen, im Jahr 2024 292 h (dies ist eine Zunahme von 400%). Der Bundesrat spricht im erläuterndem Bericht beschönigend von 3% der Jahresstunden, verschweigt aber die Tatsache, dass es bei PV nicht um die Anzahl Stunden, sondern um die produzierte Energie geht.

Denn da diese Negativstunden vor allem an sonnenreichen Tagen auftreten, kann man davon ausgehen, dass eine PV-Anlage während Negativzeiten durchschnittlich mit 50% ihrer Nennleistung produziert. Dies entspricht für 2024 ca. 150 Volllaststunden, bei angenommenen 1000 Volllaststunden einer PV-Anlage und fixen Abnahmevergütungen würde die Vorlage zu Ertragsverlusten von ca. 15% bei den PV-Betreibern führen. Im 2025 werden gemäss NZZ² voraussichtlich 400 Negativstunden erreicht werden, dies entspricht bei obiger Berechnung Ertragsverlusten von 20%. Damit wären die Anlagen, wenn sie mit wenig oder keinem Eigenverbrauch betrieben werden, nicht mehr finanzierbar.

b) Negativstunden werden anhand des Day-ahead-Marktes prognostiziert

Der Day-ahead-Markt ist prognosebasiert: ein Bilanzgruppenverantwortlicher macht am Tag vorher eine Prognose, wie sich die Stromproduktion und -verbrauch in seiner Bilanzgruppe am nächsten Tag entwickeln wird. Geht er von viel PV-Strom aus, wird er für den darauffolgenden Tag Verkaufsoffers absetzen. Daraus wird der Börsenpreis bestimmt. Sollte dieser dann beim Schliessen des Day-ahead-Marktes negativ sein, so werden am darauffolgenden Tag einige oder viele PV-Anlagen in seinem Gebiet abschalten. Der Bilanzgruppenverantwortliche hätte dann, anders als prognostiziert, zu wenig Strom und müsste im - teuren - Intradaymarkt kurzfristig beschaffen. Da er weder die Regelstrategien noch das Verhalten der PV-Betreiber (z.B. "ich lade meine Batterie jetzt" oder "ich speise trotzdem ein", "ich schalte lieber ab") kennen kann, kann es auch sein, dass er erst im Laufe einer Bilanzstunde merkt, dass die Prognose nicht aufgeht - dies führt zu noch teurerer Ausgleichsenergie, welche ihm

¹<https://vese.ch/pvzubau>

²NZZ vom 28. Juli 2025: <https://www.nzz.ch/schweiz/schweizer-solarstrom-boomt-die-folgen-fuer-strompreise-und-sorgen-um-das-netz-ld.1892820>

dann verrechnet wird.

c) Innovationen werden behindert

Viele Speicherbetreiber und Power2X-Akteure benötigen im bisherigen Marktsystem grosse Spreads im Strompreis zur Refinanzierung ihrer Anlagen. Fallen diese Weg, so ist mit einem Einbruch des Marktes für Energiedienstleistungen, bidirektionalen Ladesystemen und energiedienlichen Speichersystemen zu rechnen.

Fazit und Forderungen: Systemische Betrachtung erforderlich

PV ist Infrastruktur. Infrastruktur amortisiert sich per Definition langfristig. Und solange PV-Anlagen über jede produzierte kWh amortisiert werden müssen und keine anderen Modelle zur Sicherstellung der Investitionssicherheit implementiert werden, braucht es eine stabile oder zumindest langfristig prognostizierbare Vergütung.

VESE schlägt deshalb in seinem White Paper "[PV-Zubau 2.0](#)" verschiedene Modelle vor, welche im Rahmen einer systemischen Betrachtung entwickelt wurden und zu einer win-win-Situation sowohl für PV-Betreiber wie auch Verteilnetzbetreiber führen könnten.

Die von uns geforderte, systemische Betrachtung muss auch Grossanlagen ab 150 kWp ohne Eigenverbrauch einschliessen - es geht nicht an, dass dieser Anlagentyp vollständig dem weder kurzfristig noch langfristig prognostizierbarem europäischen Strommarkt ohne irgendwelche Absicherungen ausgesetzt sind. Bleibt dieser Zustand bestehen, so wird diese Anlagenkategorie einfach nicht mehr gebaut werden. Und damit die Ziele des Stromgesetzes voraussichtlich nicht erreicht werden.

Detailrückmeldungen

EnV, Art. 12, Satz 1 und 2

Die vorgeschlagene Regelung ist unpräzise formuliert. Es ist nicht eindeutig, wie der Differenzbetrag gerechnet werden soll. Ist dieser a) stundenscharf oder b) im Quartalsmittel gemeint? Wie wird der Differenzbetrag gerechnet, sollte ein PV-Produzent bei Negativpreisen einspeisen?

Weiterhin befürchten wir mit Einführung dieser Regelungen gesamthaft höhere Kosten, da Verteilnetzbetreiber dann wohl grössere Mengen Strom als bisher im Intradaymarkt beschaffen oder als Ausgleichsenergie bezahlen müssen. Dies, da die VNB dann gar nicht mehr prognostizieren können, wie sich ein PV-Anlagenbetreiber bei Negativpreisen verhalten wird.

Für die PV-Betreiber bedeutet die vorgeschlagene Regelung weitere Unsicherheiten, die wohl dazu führen werden, dass der PV-Zubau noch schneller einbrechen wird (s. dazu auch die [Medienmitteilung der SSES](#)). Dies, da der Referenzmarktpreis erst Ende des Quartals bekannt sein wird. Liegt der Referenzmarktpreis dann unterhalb der Minimalvergütung, so hätte sich für den PV-Betreiber auch eine Einspeisung bei leicht negativen Preisen gelohnt. Liegt er darüber, so hätte er nicht einspeisen

dürfen.

EnV, Art. 12a sowie StromVV, Art. Art. 4 Abs. 3 Bst. e Ziff. 1

Es steht zu befürchten, dass mit den Änderungen, welche in der StromVV bezüglich der Anrechenbarkeit von Herkunftsnachweisen in die Grundversorgung gemacht wurden, viele Verteilnetzbetreiber diese nicht mehr oder zu stark variierenden Kosten (eine Analyse von VESE hat für 2025 HKN-Tarife zwischen 0.5 und 4 Rp/kWh ergeben) abnehmen werden. Dies, da die Vergütung für HKN ab einer Abnahmevergütung von 10.96 Rp/kWh nicht mehr in die Grundversorgung gewälzt werden kann. Unklar ist ebenfalls, ob die Obergrenze für die Wälzung stundengenau (oder viertelstündlich) eingehalten werden muss, oder ob die maximale Anrechenbarkeit im Jahresmittel zu betrachten ist.

Deswegen muss unserer Ansicht nach zwingend Art. 12a (Minimalvergütungen) aktualisiert werden: denn in die Berechnung der bisherigen Minimalvergütungen fliesst ja ein fiktiver HKN-Preis mit ein. Sollte dieser in Zukunft nicht mehr vergütet werden, so sind die Minimalvergütungen, die eh schon zu tief sind (s. unsere früheren Vernehmlassungsantworten) in ihrer "Tiefe" gar nicht mehr erklärbar. Unser Vorschlag ist, dass die Verteilnetzbetreiber den Strom mitsamt HKN, unabhängig von der Anlagengrösse, abnehmen und dafür einen Gesamttarif vergüten. Dieser kann dann gut mit einer neu gerechneten Minimalvergütung, in die der HKN quasi fix eingepreist ist, in Beziehung gesetzt werden. Konkret müssten die Minimalvergütungen um mind. 2.4 (15 kW-Anlage) resp. 1.7 Rp/kWh (andere Anlagen) hochgesetzt werden.

Dieser Vorschlag würde zudem die Komplexität des Modells massiv vereinfachen und dem Modell der Gleitenden Marktprämie mehr Sicherheit geben (s. dazu auch unser [FAQ zur Gleitenden Marktprämie](#))

Weiterhin spricht Art. 4 Abs.3 der StromVV noch vom "schweizweit harmonisierten Preis", obwohl das nun verabschiedete EnG vom "Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung" spricht. Dies, zusammen mit diversen Typos in der Vernehmlassungsvorlage der StromVV zeigt deutlich, dass die Komplexität der Förderungen massiv vereinfacht und die Kadenz der Änderungen massiv gesenkt werden muss. Denn wenn schon dem Bundesrat Fehler unterlaufen, kann von Privatpersonen, die den Grossteil der PV-Installationen finanzieren und betreiben werden, nicht erwartet werden, dass sie das Förder- und Vergütungssystem auch nur noch ansatzweise verstehen.