



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

September 2025

Erläuternder Bericht zur Revision vom Mai 2026 der Energieverordnung

Inhaltsverzeichnis

- 1. Grundzüge der Vorlage..... 1
 - 1.1 Herkunftsnachweise für Brenn- und Treibstoffe..... 1
 - 1.2 Abnahme- und Vergütungspflicht..... 1
 - 1.3 Prioritätenordnung für Abgeltungen zur ökologischen Sanierung von Wasserkraftanlagen..1
- 2. Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden..... 2
- 3. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft 2
- 4. Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz und Verhältnis zum europäischen Recht..... 2
- 5. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen..... 2

1. Grundzüge der Vorlage

1.1 Herkunftsnachweise für Brenn- und Treibstoffe

Im Vollzug hat sich gezeigt, dass bei den per 1. Januar 2025 in Kraft getretenen Bestimmungen zum Herkunftsnachweissystem für Brenn- und Treibstoffe verschiedenen Aspekte präzisiert werden sollten: Dies betrifft die Unterscheidung zwischen dem Import von Brenn- und Treibstoffen mit den zugehörigen Herkunftsnachweisen und den Import allein von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Gase, Entkopplungsmöglichkeit zwischen den physischen Flüssen und den Herkunftsnachweisen innerhalb einer Stoffgruppe und unterschiedliche Entwertungsfristen je nach Verwendung des Energieträgers. Aus diesen Gründen werden Anpassungen an verschiedenen Stellen in der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV; SR 730.01) vorgenommen.

1.2 Abnahme- und Vergütungspflicht

Im Rahmen der Beratungen zum so genannten Beschleunigungserlass wird das Parlament voraussichtlich in der Herbstsession 2025 das Energiegesetz vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) anpassen und Änderungen bei der Abnahme- und Vergütungspflicht nach Artikel 15 beschliessen. Für den Fall, dass sich Netzbetreiber und Produzenten nicht über eine Vergütung einigen können, soll die Vergütung neu dem stündlichen bzw. zukünftig viertelstündlichen Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung entsprechen. Die Anpassung ist nötig, da die Schweizer Photovoltaikproduktion stark anwächst. 2024 wurde bereits über 10 Prozent des Schweizerischen Stromverbrauchs mit Elektrizität aus Photovoltaikanlagen gedeckt und der Branchenverband Swissolar geht für 2025 bereits von 14 Prozent aus. Damit verbunden sind Stromüberschüsse an sonnigen Tagen, insbesondere über Mittag. Dies führt aktuell dazu, dass es jedes Jahr mehr Stunden gibt, in denen die Marktpreise negativ sind. Im Jahr 2023 betrug deren Anzahl noch 73 Stunden oder 0,8 Prozent aller Stunden, im Jahr 2024 bereits 292 Stunden bzw. 3 Prozent. Mit der neuen Regelung wird ein Anreiz gesetzt, zu Zeiten negativer Preise weniger einzuspeisen. Gleichzeitig können Produzenten damit Schwankungen des Marktpreises zu ihrem Vorteil ausnutzen, indem sie z. B. Elektrizität bei niedrigen Preisen in Batterien speichern und bei hohen Marktpreisen die Batterien wieder entladen. Um die Produzenten mit Anlagen mit einer Leistung von weniger als 150 kW vor zu tiefen Marktpreisen zu schützen, gelten die Minimalvergütungen gemäss Artikel 15 Absatz 1^{bis} EnG. Für den Fall, dass der mittlere Marktpreis für eine gewisse Periode («Referenz-Marktpreis») tiefer liegt als die jeweilige Minimalvergütung, wird die Differenz zwischen Referenz-Marktpreis und Minimalvergütung vom Netzbetreiber an den Produzenten nach der Periode ausbezahlt. Dieses Prinzip entspricht dem der gleitenden Marktpremie beziehungsweise dem des Einspeisevergütungssystems mit Direktvermarktung. Voraussetzung für eine Abrechnung zu den sich stündlich und zukünftig viertelstündlich ändernden Marktpreisen ist eine Lastgangmessung und entsprechende Verrechnungssysteme auf Seiten der Netzbetreiber. Nach Auskunft der Branche können nicht alle Netzbetreiber bis zum voraussichtlichen Inkrafttreten dieser Verordnung am 1. Juli 2026, eine solche Abrechnung sicherstellen. Daher sieht der Bundesrat in einer Übergangsbestimmung vor, dass diejenigen Anlagen die noch nicht über ein intelligentes Messsystem verfügen, bis zum 31. Dezember 2027 zum Referenz-Marktpreis (beziehungsweise zur Minimalvergütung, falls diese höher liegt) abgerechnet werden können. Gleichzeitig werden die Netzbetreiber im Rahmen dieser Revision mit einer Anpassung der Stromversorgungsverordnung verpflichtet, bei Erzeugungsanlagen, die unter die Abnahme- und Vergütungspflicht nach Artikel 15 EnG fallen, bis Ende 2027 intelligente Messsysteme zu installieren.

1.3 Prioritätenordnung für Abgeltungen zur ökologischen Sanierung von Wasserkraftanlagen

Artikel 31 EnV regelt, nach welcher Reihenfolge Abgeltungen nach Artikel 34 EnG zur ökologischen Sanierung von Wasserkraftanlagen ausbezahlt werden, wenn die eingereichten Gesuche die verfügbaren Mittel übersteigen. Bis anhin bestimmt Artikel 31 EnV als alleiniges Kriterium das Datum der Ge-

suchseinreichung bei der kantonalen Behörde als Vorgabe für die Prioritätenordnung, wenn die eingereichten Gesuche um Entschädigung der Kosten der Sanierungsmassnahmen die verfügbaren Mittel übersteigen. Neu soll diese Vorgabe dahingehend ergänzt werden, dass die Entschädigung von bereits angefallenen Planungskosten sowie Mehrkosten für bereits zugesicherte Massnahmen der Priorisierung nach Zeitpunkt der Gesuchseinreichung vorgehen.

2. Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden

Die Änderungen haben keine finanziellen, personellen oder weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden.

3. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Die Änderungen zur Abnahme- und Vergütungspflicht bedeuten eine stärkere Exposition der Produzenten von Elektrizität aus Photovoltaikanlagen gegenüber den Marktpreisen. Einspeisung zu geringen oder negativen Marktpreisen wird bestraft und umgekehrt. Damit wird eine marktgerechte Einspeisung angeregt und die Integration der Elektrizität aus Photovoltaik in das Stromsystem verbessert. Dies bedeutet aber auch einen höheren Aufwand auf Seiten der Produzenten, die ihre Anlagen steuern müssen, um auf Marktsignale zu reagieren.

4. Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz und Verhältnis zum europäischen Recht

Die Revisionsvorlage enthält keine Bestimmungen, welche mit den bestehenden internationalen Verpflichtungen der Schweiz, einschliesslich den aus den bilateralen Abkommen zwischen der Schweiz und der EU resultierenden Verpflichtungen, nicht vereinbar sind.

5. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Art. 4b Abs. 4 Bst. b Ziff. 3 und 4^{bis}

Von den Pflichten nach Abs. 2 sind Importeure befreit, die über einen ausländischen Herkunftsnachweis verfügen. Dies weil die Produktionsanlage im Produktionsland, in dem der ausländische Herkunftsnachweis ausgestellt wurde, schon registriert ist und die notwendigen Informationen auf den ausländischen Herkunftsnachweisen ersichtlich sind. Von diesen Pflichten befreit werden sollen neu auch andere ausländische Zertifikate, die dieselben Informationen wie Herkunftsnachweise enthalten.

Nicht nur Importeure von ausländischen Herkunftsnachweisen für erneuerbare Gase und anderen ausländischen Zertifikaten für erneuerbare Gase ohne den dazugehörigen physischen Import der Waren müssen diese bei der Vollzugsstelle erfassen lassen. Auch Importeure von Brenn- und Treibstoffen, das heisst solche, die die Ware über die Grenze bringen, müssen die ausländischen Herkunftsnachweise bei der Vollzugsstelle erfassen lassen, wenn bereits HKN für diese importierte Ware im Produktionsland ausgestellt wurden. Nur somit kann sichergestellt werden, dass keine Doppelvermarktung der Energiemengen stattfindet.

Art. 4c Abs. 1 Bst. a^{bis} und b, 3 sowie 4

Der neue Buchstabe a^{bis} von Absatz 1 regelt die Entwertung von erneuerbarem und nicht erneuerbarem Wasserstoff. Immer, wenn Wasserstoff an Endverbraucherinnen oder Endverbraucher oder an Tankstellen abgegeben wird, müssen auch Wasserstoff-HKN entwertet werden. Die HKN und die physische

Ware können dabei separat gehandelt werden. Daher ist es möglich eine Lieferung von nicht erneuerbarem Wasserstoff mit HKN für erneuerbaren Wasserstoff zu «begrünen». Umgekehrt kann eine Lieferung von erneuerbarem Wasserstoff ohne ökologischen Mehrwert verkauft werden – in diesem Fall wird ein HKN für nicht erneuerbaren Wasserstoff entwertet. Wasserstoff, der ins Gasnetz eingespeist wurde, kann mittels HKN an Endverbraucherinnen und Endverbraucher abgegeben werden, die aus dem Gasnetz Gas in einer anderen Zusammensetzung beziehen.

Die Entwertung der Stoffgruppe Wasserstoff wird aus zwei Gründen neu explizit geregelt. Erstens gibt es im Unterschied zu den anderen Brenn- und Treibstoffen im Bereich Wasserstoff eine Vollerfassung. Das heisst, das HKN-System erfasst sowohl erneuerbaren als auch nicht erneuerbaren Wasserstoff. Es braucht also auch eine Entwertungspflicht für nicht erneuerbaren Wasserstoff. Zweitens wird Wasserstoff neu aus dem Geltungsbereich von Absatz 1 Buchstabe b ausgenommen und muss deshalb neu geregelt werden (vgl. unten).

In Absatz 1 Buchstabe b wird der Begriff «gasförmige Brenn- und Treibstoffe» durch «Biogas und Methan aus anderen erneuerbaren Energieträgern» ersetzt. Der Begriff «gasförmige Brenn- und Treibstoffe» umfasste auch Wasserstoff. Es hat sich aber gezeigt, dass die Entkopplung der physischen Flüsse von den HKN auch für Wasserstoff möglich ist, der nicht ins Gasnetz eingespeist wird. Wie bei den anderen Energieträgern ist die Entkopplung nur innerhalb der Stoffgruppe möglich. Das heisst mit einem HKN für erneuerbaren Wasserstoff kann Wasserstoff nicht erneuerbarer Herkunft begrünt werden. Mit einem HKN für erneuerbaren Wasserstoff kann aber beispielsweise kein Erdgas begrünt werden.

Die Fristen in Absatz 3 werden aufgrund der Erfahrungen im Vollzug angepasst. Es hat sich gezeigt, dass aufgrund der Vorgaben im Rahmen des Vollzugs der Mineralölsteuererleichterung eine quartalsweise Entwertung nur für erneuerbares Gas zur Verwendung als Treibstoff notwendig ist. Bei den anderen Energieträgern reicht eine jährliche Entwertung. Eine Entwertung in kürzeren Zeitabständen ist – z.B. aufgrund eines Kundenwunsches – natürlich möglich.

Absatz 4 wird gestrichen, weil es mit den neuen Entwertungsfristen in Absatz 3 keine abweichende Entwertungsfristen mehr braucht für Herkunftsnachweise oder Herkunftszertifikate für ausländische erneuerbare Gase, die auf dem freiwilligen Markt eingesetzt werden. Es gelten die gleichen Fristen wie in Absatz 3. Die Entwertungspflicht für Herkunftsnachweise oder Herkunftszertifikate für ausländische erneuerbare Gase, die auf dem freiwilligen Markt eingesetzt werden, ist in Absatz 1 Bst. a geregelt.

Art. 12 Vergütung

Artikel 12 wurde mit der Revision der Ausführungsbestimmungen zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien per 1. Januar 2026 geändert (noch nicht in Kraft). Nun soll er mit dieser Vorlage erneut revidiert werden, da Artikel 15 EnG – wie er voraussichtlich in der Herbstsession 2025 verabschiedet wird – neu vorsieht, dass der im Rahmen der Abnahme- und Vergütungspflicht eingespeiste Strom zum Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung zu vergüten ist. Artikel 12 Absatz 1 EnV präzisiert nun, dass der «Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung» neu für alle Produktionsanlagen dem Preis des Spotmarkts im Day-Ahead-Handel für das Marktgebiet Schweiz entspricht.

Der neue Artikel 15 Absatz 1^{bis} EnG sieht vor, dass der Produzent Anspruch auf den Differenzbetrag hat, wenn der Referenz-Marktpreis nach Artikel 23 EnG unter den Minimalvergütungen liegt. Artikel 12 Absatz 2 EnV präzisiert daher, dass der für die Ermittlung des Differenzbetrags massgebende Referenz-Marktpreis dem vierteljährlich gemittelten Referenz-Marktpreis nach Artikel 15 Absatz 1 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV; SR 730.03) entspricht.

In Absatz 3 ist der Verweis auf Artikel 8a der Stromversorgungsverordnung nicht mehr korrekt. Gemäss der geltenden Verordnung müsste Absatz 4 auf Artikel 8a^{sexies} verweisen. Diese Bestimmung der Stromversorgungsverordnung wird jedoch per 1. Januar 2026 nochmals verschoben und zu Artikel 8a^{decies}. Zudem muss in Bezug auf die Festlegung der Pauschale neu zusätzlich auf Art. 12a verwiesen werden.

Art. 12a Minimalvergütungen

Die Höhe der Minimalvergütungen für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 150 kW wird inhaltlich nicht angepasst, sondern in einen eigenen Artikel 12a ausgelagert. Der Vollständigkeit halber sei hier erwähnt, dass die Minimalvergütung nicht als effektiver Betrag pro kWh eingespeiste Elektrizität vergütet wird. Vielmehr wird in einem ersten Schritt die Elektrizität zum Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung vergütet. Lag der Referenz-Marktpreis (im vorangehenden Quartal) unter der Minimalvergütung nach diesem Artikel, hat der Produzent zusätzlich Anspruch auf den Differenzbetrag zwischen der Minimalvergütung und dem Referenz-Marktpreis (Art. 15 Abs. 1^{bis} 4. Satz EnG in der Fassung der Fähe zum Geschäft 23.051 n Energiegesetz. Änderung [Beschleunigungserlass] vom 24. Juni 2025).

Art. 31 Prioritätenordnung

Artikel 31 EnV regelt, nach welcher Reihenfolge Abgeltungen nach Artikel 34 EnG ausbezahlt werden, wenn die eingereichten Gesuche die verfügbaren Mittel übersteigen. Das Subventionsgesetz vom 5. Oktober 1990 (SR 616.1) spricht in diesem Zusammenhang von einer Prioritätenordnung, weshalb die Sachüberschrift von Artikel 31 von «Auszahlungsplan» in «Prioritätenordnung» geändert wird.

Bis anhin bestimmt Artikel 31 EnV als alleiniges Kriterium das Datum der Gesuchseinreichung bei der kantonalen Behörde als Vorgabe für die Prioritätenordnung, wenn die eingereichten Gesuche um Entschädigung der Kosten der Sanierungsmassnahmen die verfügbaren Mittel übersteigen. Neu soll diese Vorgabe dahingehend ergänzt werden, dass die Entschädigung von bereits angefallenen Planungskosten oder Mehrkosten für bereits zugesicherte Massnahmen der Priorisierung nach Zeitpunkt der Gesuchseinreichung vorgehen. Sind Gesuche innerhalb dieser Priorisierung gleichzeitig eingereicht worden, entscheidet das BAFU nach sachgerechten Kriterien. Dies ist insbesondere die wirtschaftliche Zumutbarkeit für den Kraftwerkinhaber, die bereits angefallenen Kosten weiter vorzufinanzieren. Dabei wird beurteilt, ob der betreffende Betrag im Hinblick auf die finanzielle Liquidität des Kraftwerkinhabers oder der Kraftwerkinhaberin unter Berücksichtigung seiner bzw. ihrer Grösse und/oder Rechtsform eine grössere oder geringere Belastung darstellt.

Wurde bereits mit der Projektierung begonnen, werden diese Kosten in den meisten Fällen von den Kraftwerksinhabern vorfinanziert. Übersteigen die eingereichten Gesuche die verfügbaren Mittel, können wenige teure Projekte, deren zukünftige Kosten zugesichert werden, über einen längeren Zeitraum eine Auszahlung dieser Projektierungskosten blockieren und die Vorfinanzierung über mehrere Jahre andauern. Daher ist eine Ausnahmeregelung sinnvoll, welche die Zusicherung von bereits entstandenen Kosten durch die Prioritätenordnung privilegiert. Dasselbe gilt für begründete und wesentliche Mehrkosten bei bereits zugesicherten Sanierungsmassnahmen, wenn sich die Massnahme bereits in Umsetzung befindet.

Für die vorgeschlagene Privilegierung von angefallenen Planungskosten und unvorhergesehen Mehrkosten soll ein Kontingent von 50 Millionen Schweizer Franken bereitgestellt werden.

Art. 80c Übergangsbestimmung zur Änderung vom xx. Monat 2026

Für diejenigen Anlagen, die beim Inkrafttreten der Änderung von Artikel 12 noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, muss die Vergütung nicht dem Preis des Spotmarkts im Day-Ahead-Handel für das Marktgebiet Schweiz entsprechen. Die Abrechnung der Einspeisung dieser Anlagen erfolgt stattdessen zum Referenz-Marktpreis, d.h. dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis, beziehungsweise zur Minimalvergütung. Dies entspricht der Regelung, die am 1. Januar 2026 in Kraft tritt. Sobald jedoch ein intelligentes Messsystem installiert ist, erfolgt die Vergütung nach neuem Recht. Da Erzeugungsanlagen gestützt auf den neuen Artikel 8a^{decies} Absatz 7 StromVV spätestens ab dem 1. Januar 2028 mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein müssen, gilt diese Übergangsregelung längstens bis Ende 2027.