

REGIERUNGSRAT

Regierungsgebäude, 5001 Aarau
Telefon 062 835 12 40
Fax 062 835 12 50
regierungsrat@ag.ch
www.ag.ch/regierungsrat

Per E-Mail

Bundesamt für Energie

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

21. Januar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung); Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation das Vernehmlassungsverfahren zur Revision der Energieförderverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) vom Mai 2026 eröffnet. Der Regierungsrat des Kantons Aargau dankt Ihnen für die Gelegenheit zur Vorlage Stellung zu nehmen und äussert sich wie folgt.

1. Zur Vernehmlassungsvorlage

Energieerzeugungsanlagen, welche von der Einspeisevergütung gemäss Art. 19 des Energiegesetzes (EnG) profitieren und deren Leistung sich innerhalb einer definierten Bandbreite befindet, müssen die produzierte Energie selbst vermarkten. Mit der Vermarktung entstehen Kosten, die durch einen Fixbetrag und einen variablen Betrag mit dem Bewirtschaftungsentgelt gemäss Art. 26 der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) von der Vollzugsstelle des Bundes vergütet werden. Damit werden diese Anlagen jenen Energieerzeugungsanlagen mit Einspeisevergütung gleichgestellt, die die Energie nicht selbst vermarkten müssen.

Der Fixbetrag deckt die Kosten der Vermarktung, welche durch das Fahrplanmanagement, die Prognoseerstellung, den Marktzugang, die Systemkosten etc. entstehen. Er beträgt aktuell 0,11 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh). Der variable Betrag deckt die Kosten der Ausgleichsenergie, also diejenigen Kosten, die durch Abweichung vom Fahrplan entstehen und von der Swissgrid in Rechnung gestellt werden. Abweichungen vom Fahrplan können bei Produktionsanlagen durch technische Störungen, nicht prognostizierte Niederschläge, unerwartete Veränderungen der Sonneneinstrahlung etc. entstehen.

Per 1. Januar 2026 passt Swissgrid den Preismechanismus der Ausgleichsenergie an. Mit dem bisherigen Preismechanismus verfolgt die Swissgrid das Ziel, dass jede Bilanzgruppe für sich möglichst ausgeglichen ist. Aus diesem Grund werden positive, wie auch negative Abweichungen vom Fahrplan einer Bilanzgruppe pönalisiert. Dabei wird nicht berücksichtigt, ob die Regelzone Schweiz als Ganzes über- oder unterversorgt ist. Die Pönalisierung findet durch einen Zwei-Preis-Mechanismus statt. Beim Verkauf von Ausgleichsenergie einer Bilanzgruppe an die Swissgrid wird zum Marktpreis ein Abzug, beim Kauf von Ausgleichsenergie ein Zuschlag geltend gemacht.

Mit dem Zubau der Photovoltaik wird es zunehmend anspruchsvoll die Regelzone Schweiz ausgeglichen zu halten. Der neue Preismechanismus für Ausgleichsenergie, ein Ein-Preis-Mechanismus, hat deshalb nicht mehr zum Ziel die einzelne Bilanzgruppe, sondern die Regelzone Schweiz möglichst ausgeglichen zu halten. Das bedeutet, dass Abweichungen einer Bilanzgruppe, die die Regelzone stützen, belohnt und Abweichungen einer Bilanzgruppe, welche die Regelzone belasten, pönalisiert werden. Eine Pönalisierung findet dann statt, wenn bei unterversorgter (überversorgter) Regelzone auch die Bilanzgruppe unterversorgt (überversorgt) ist. Gemäss Erläuterungsbericht bedeutet dies für Produktionsanlagen, welche im langjährigen Mittel nicht systematisch in dieselbe Richtung wie die Regelzone unausgeglichen sind, dass Pönalen und Belohnungen sich über einen längeren Zeithorizont aufheben und netto somit keine Ausgleichsenergiekosten anfallen. Dies trifft auf alle Technologien, ausser der Photovoltaik zu. Unerwartete Abweichungen des Fahrplans entstehen bei Photovoltaik aufgrund der Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung meist durch grossflächige Ereignisse, wie Gewitterfronten, welche früher oder später als erwartet entstehen und korrelieren so mit einer Unter- oder Überversorgung der Regelzone. Somit fallen für die Photovoltaik auch in einer Netto-Betrachtung Ausgleichsenergiekosten an.

Die Berechnung des variablen Teils des Bewirtschaftungsentgelts an die Produzenten mit Direktvermarktung basiert aktuell auf dem Zwei-Preis-Mechanismus. Neu soll dieser Teil ab 1. Januar 2026 an den Ein-Preis-Mechanismus angeglichen werden. Die Revision der Energieförderverordnung sieht dabei vor, dass bei allen Erzeugungstechnologien ausser der Photovoltaik der variable Anteil des Bewirtschaftungsentgelts entfällt. Den Betreibern von Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung soll weiterhin der variable Teil des Bewirtschaftungsentgelts zugesprochen werden. Dieser wird quartalsweise angepasst und orientiert sich am Ausgleichsenergiepreis.

2. Erwägungen

Der Regierungsrat betont, dass er Massnahmen, die die Versorgungssicherheit in der Schweiz stützen, grundsätzlich ausdrücklich begrüsst und unterstützt. Die Versorgungssicherheit ist für Bevölkerung und Wirtschaft ein unverzichtbares Gut. Gleichzeitig steht er hinter den Ausbauzielen des Bundes für erneuerbare Energien und trifft selbst Massnahmen, um seinen Beitrag zur Zielerreichung zu leisten. Ebenso anerkennt er, dass mit dem Zubau der Photovoltaik die Herausforderungen steigen, das Schweizer Stromnetz ausgeglichen zu halten.

Die vorgeschlagene Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts basiert auf der Annahme, dass mit dem neuen Ein-Preis-Mechanismus der Swissgrid die Ausgleichsenergiekosten ausser für Photovoltaik, für alle übrigen Technologien über einen längeren Zeitraum neutral sind, also netto keine Kosten entstehen. Der Erläuterungsbericht geht gar von einem Nettoertrag für die übrigen Technologien aus. Dabei zieht er für seine Modellrechnung die Jahre 2023 und 2024 heran. Die oben erwähnte Annahme beinhaltet, dass keine systematische Abweichung zur Unausgeglichenheit der Regelzone für die übrigen Technologien besteht. Gerade aber, dass die Modellrechnung von einem Nettoertrag ausgeht, bedingt im Prinzip eine systematische Abweichung der Prognoseungenauigkeit zur Unausgeglichenheit der Regelzone zu Gunsten der Anlagenbetreiber. Eine systematische Abweichung der übrigen Technologien scheint also möglich und könnte sich über die Zeit etablieren. In besonderen Situationen kann es zudem sein, dass hohe Prognoseungenauigkeiten mit extremen Preisschwankungen zusammenfallen. In diesem Fall können bei den Betreibern von Anlagen mit Direktvermarktung zwischenzeitlich hohe Kosten anfallen, welche erst über einen längeren Zeitraum mit Erträgen ausgeglichen würden.

Die Änderung der EnFV soll gemäss Erläuterungsbericht der Vernehmlassungsvorlage am 1. Juli 2026 in Kraft treten. Zwischen dem 1. Januar 2026 und dem 1. Juli 2026 soll für alle Technologien nur der fixe Anteil ausbezahlt werden. Der variable Anteil des Bewirtschaftungsentgelts für Photovoltaikanlagen soll nachträglich vergütet werden. Da Verträge zwischen Anlagenbetreibern und

Dienstleistern über die Direktvermarktung von Energie aus Anlagen in der Einspeisevergütung teilweise über mehrere Jahre abgeschlossen wurden, müssen diese zwischen den Parteien neu ausgehandelt werden.

Der Regierungsrat erachtet das Vorgehen in Anbetracht der noch geringen Erfahrungswerte des Ein-Preis-Mechanismus und der teils noch bestehenden vertraglichen Beziehungen zwischen Anlagenbetreibern und Dienstleistern als zu überstürzt. Es soll für das Jahr 2026 eine Übergangslösung gefunden werden, in welcher allen Technologien einen noch zu bestimmenden, der Risikoexponiertheit entsprechenden variablen Anteil des Bewirtschaftungsentgelt zugesprochen wird. Per 1. Januar 2027 soll die Regelung gemäss Vernehmlassungsvorlage in Kraft treten, jedoch ergänzt um einen Passus in Art. 26 EnFV, der es dem Bundesrat ermöglicht, auch bei den übrigen Technologien einen variablen Anteil zu entschädigen, der die Ausgleichsenergiekosten deckt, sollte sich herausstellen, dass sich die Annahme einer längerfristigen Kostenneutralität nicht bewahrheitet, oder dass sehr hohe Kosten in besonderen Situationen erst nach Jahren durch allfällige Erträge wieder gedeckt werden.

Antrag

Der Regierungsrat beantragt dem Bundesrat, Art. 108d EnFV (Übergangsbestimmungen) so anzupassen, dass allen Technologien während einer Übergangsfrist bis zum 31. Dezember 2026 einen der Risikoexponiertheit entsprechenden variablen Anteil des Bewirtschaftungsentgelts zugesprochen wird. Ebenso ist Art. 26 EnFV so zu ergänzen, dass der Bundesrat für die anderen Technologien als der Photovoltaik einen variablen Anteil zur Deckung der Ausgleichsenergiekosten im Rahmen des Bewirtschaftungsentgelts festlegen kann, sollte sich abzeichnen, dass sich bei diesen Technologien auch über einen längeren Zeitraum keine Kostenneutralität einstellt, oder sollten es besondere Umstände erfordern.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Vernehmlassung.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrats



Stephan Attiger
Landammann



Joana Filippi
Staatsschreiberin



Departement Bau und Volkswirtschaft, 9102 Herisau

Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie
und Kommunikation
(per E-Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch)

Dölf Biasotto
Regierungsrat

Herisau, 12. Januar 2026

Eidg. Vernehmlassung; Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 unterbreitet das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) die Revision der Energieförderungsverordnung bis zum 6. Februar 2026 zur Vernehmlassung.

Das Departement Bau und Volkswirtschaft (DBV) von Appenzell Ausserrhoden nimmt dazu wie folgt Stellung:

Das DBV begrüsst die neue und einheitliche Berechnungsmethode des Bewirtschaftungsentgelts für alle Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung.

Gerade bei der Photovoltaik gilt es die starken monatlichen wetterbedingten Schwankungen durch eine quartalsweise Ermittlung des Entgelts auszugleichen. Das neue Preismodell der Swissgrid bezweckt, die tatsächlich entstandenen Kosten zu vergüten und gleichzeitig Anreize für ein systemoptimiertes Verhalten im Netz zu schaffen. Die Ausgeglichenheit zwischen Angebot und Nachfrage wird gestärkt und somit der Bedarf an Regenergie gesenkt, was sich wiederum positiv auf die Kosten für die Erhaltung der Netzstabilität auswirkt.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Dölf Biasotto, Regierungsrat



KANTON
APPENZEL INNERRHODEN

Landammann und Standeskommission

Sekretariat Ratskanzlei
Marktgasse 2
9050 Appenzell
Telefon +41 71 788 93 11
info@rk.ai.ch
www.ai.ch

Ratskanzlei, Marktgasse 2, 9050 Appenzell

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

Appenzell, 22. Januar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) Stellungnahme Kanton Appenzell I.Rh.

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 haben Sie uns die Vernehmlassungsunterlagen zur Revision der Energieförderungsverordnung zukommen lassen.

Die Standeskommission hat die Unterlagen geprüft. Sie begrüsst die neue, einheitliche Berechnungsmethode des Bewirtschaftungsentgelts für alle Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung. Gerade bei der Photovoltaik ist es wichtig, die starken wetterbedingten monatlichen Schwankungen durch eine quartalsweise Ermittlung des Entgelts auszugleichen. Besonders positiv bewertet wird die Senkung der Kosten zur Sicherstellung der Netzstabilität, indem die Balance zwischen Angebot und Nachfrage verbessert und damit der Bedarf an Regelernergie reduziert wird. Entscheidend ist, dass die tatsächlich anfallenden Kosten vergütet werden und gleichzeitig Anreize für ein systemoptimiertes Verhalten im Netz entstehen. Dies setzt voraus, dass Swissgrid die Umstellung vom Zweipreis- auf das Einpreismodell konsequent umsetzt

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und grüssen Sie freundlich.

Im Auftrage von Landammann und Standeskommission

Der Ratschreiber:


Roman Dobler

Zur Kenntnis an:

- Bau- und Umweltdepartement Appenzell I.Rh., Gaiserstrasse 8, 9050 Appenzell
- Ständerat Daniel Fässler, Weissbadstrasse 3a, 9050 Appenzell
- Nationalrat Thomas Rechsteiner (thomas.rechsteiner@parl.ch)

Regierungsrat, Rathausstrasse 2, 4410 Liestal

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)

Per E-Mail
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Liestal, 27. Januar 2026
BUD

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung), Vernehmlassung

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 haben Sie uns eingeladen, zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Gelegenheit.

Wir erachten es als richtig, dass Betreiber von grösseren Anlagen in der Einspeisevergütung ihren Strom bereits bisher eigenständig oder mit Hilfe eines Direktvermarkters am Markt verkaufen müssen. Damit entsteht ein Anreiz, die Anlage so zu planen und zu betreiben, dass vorhandene Flexibilität genutzt wird und der Strom möglichst dann eingespeist wird, wenn die Stromvergütung hoch ist (zu Zeiten mit erhöhter Stromnachfrage). Das sogenannte Bewirtschaftungsentgelt kompensiert dabei die mit der Direktvermarktung verbundenen Zusatzkosten, insbesondere für Prognose, Fahrplanmanagement, Handelsanbindung, Abrechnung und Ausgleichsenergie.

Die per 1.1.2026 vorgesehene Umstellung von einem Zweipreismodell auf ein Einpreismodell mit einem einheitlichem Ausgleichsenergiepreis je Viertelstunde ändert das variable Bewirtschaftungsentgelt von geförderten Anlagen. Ziel der Umstellung ist es, die Anreize so zu setzen, dass Marktteilnehmer nicht nur ihre eigene Bilanzgruppe, sondern die gesamte Regelzone stabil halten und damit den Bedarf an Regelenergie verringern. Damit wird neu nur noch die Seite sanktioniert, die das Stromnetz destabilisiert – während konformes, netzstützendes Verhalten belohnt wird.

Die Verordnung soll rückwirkend per 1.1.2026 in Kraft gesetzt werden. Für die Marktteilnehmenden dürfte dies herausfordernd sein, da die Beteiligten (Anlageeigentümerschaften und Direktvermarkter) ihre Geschäftstätigkeit in der Regel mit einem privatrechtlichen Vertrag geregelt haben und eine rückwirkende Inkraftsetzung zu Widersprüchen mit den laufenden Verträgen führen könnten.

Die vorgesehene Umstellung von einem Zweipreismodell auf ein Einpreismodell darf aus unserer Sicht nicht dazu führen, dass die Direktvermarktung für die Anlagenbesitzerinnen und Anlagenbesitzer unattraktiv wird.

Antrag

Es ist sicherzustellen, dass die Direktvermarktung für alle Technologien ausreichend attraktiv bleibt. Ausserdem ist zu prüfen, ob eine Inkraftsetzung nach einer Übergangsfrist für die Marktteilnehmenden nicht optimaler ist, als eine rückwirkende Inkraftsetzung per 1.1.2026.

Vielen Dank für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Hochachtungsvoll

Dr. Anton Lauber
Regierungspräsident

Elisabeth Heer Dietrich
Landschreiberin



Rathaus, Marktplatz 9
CH-4001 Basel

Tel: +41 61 267 85 62
E-Mail: staatskanzlei@bs.ch
www.bs.ch/regierungsrat

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Per Mail an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Basel, 3. Februar 2026

Regierungsratsbeschluss vom 3. Februar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung); Vernehmlassung; Stellungnahme des Kantons Basel-Stadt

Sehr geehrter Herr Bundesrat
sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 haben Sie uns die Vernehmlassungsunterlagen zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) zukommen lassen. Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

Die Revision sieht Anpassungen beim variablen Anteil des Bewirtschaftungsentgelts vor. So soll für die übrigen Technologien - z.B. Biomasse, Geothermie, Kehrlichtverbrennungsanlagen, aber auch Wasserkraft und Windenergie - kein variabler Anteil des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten mehr entrichtet werden. Begründet wird diese Änderung damit, dass die Prognosefehler dieser Technologien in der Einspeisevergütung im Durchschnitt von der Systembilanz unabhängig sind. Somit würden bei diesen Technologien mit der Umstellung auf die Einpreismethode im langfristigen Mittel auch keine Ausgleichsenergiekosten mehr anfallen.

Wir teilen die Schlussfolgerung in Bezug auf die wärmegeführte Stromproduktion nicht. Für die vorgenannten Technologien fallen auch zukünftig Kosten für Ausgleichsenergien an.

Antrag

Der variable Anteil des Bewirtschaftungsentgeltes für die Ausgleichskosten ist um Anlagen der wärmegeführte Stromproduktion, namentlich Biomasse, Geothermie- und Kehrlichtverrennungsanlagen zu ergänzen.

Entsprechend ist § 26 Abs. 2 EnFV wie folgt anzupassen:

«Für Photovoltaikanlagen, Biomasse, Geothermie-, und Kehrlichtverbrennungsanlagen in der Direktvermarktung wird pro kWh eingespeiste Elektrizität zusätzlich vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten ausgerichtet».

Begründung:

Die Prognostizierbarkeit der Stromproduktion aus Biomasse und Kehrlichtverbrennung, welche vor allem im Winter relevant wird, ist aus den nachfolgenden Gründen nicht gut prognostizierbar:

- Wärmegeführte Stromproduktion: Diese Anlagen werden in der Regel wärmegeführt betrieben. Das heisst in erster Linie wird mit den Anlagen der Wärmebedarf der Kunden gedeckt. Dieser Wärmebedarf ist stark abhängig vom Wetter (Temperatur, Wind, Niederschlag und Sonneneinstrahlung) und auf Grund dessen teilweise stark schwankend und schwer einschätzbar. Diese Unsicherheiten widerspiegeln sich dann direkt im Wärmebedarf der Wärmeabnehmer, so dass es zu Abweichung zwischen dem prognostizierten Wärmeabsatz und dem tatsächliche Wärmeabsatz kommt. Die Stromproduktion ist direkt an den Wärmebedarf gekoppelt und entsprechend ebenfalls nicht prognostizierbar. Der schwankende Wärmebedarf wirkt sich direkt auf die Stromproduktion aus und hängt direkt mit der mit Unsicherheiten behaftete Wetterprognose zusammen.
- Inhomogene Brennstoffe: Brennstoffe, die in Kehrlichtverbrennungsanlagen und in Biomassekraftwerken verwendet werden, sind inhomogen. Das heisst der Brennwert schwankt je nach Zusammensetzung des Brennstoffes. Dies wirkt sich dann direkt auf die Dampfproduktion aus und spiegelt sich in der Leistungskurve der Anlagen wider. Bei schlechten brennbaren Anteilen sinkt die Dampfproduktion und dementsprechend die Stromproduktion und Wärmeabgabe. Bei besser brennbaren Anteilen verhält es sich dann umgekehrt. Dies führt unweigerlich zu einer schwankenden Strom- und Wärmeproduktion, welche nicht prognostizierbar ist. Selbstverständlich wird dem entgegengewirkt, indem die Brennstoffe möglichst gemischt werden (bei Biomassekraftwerken die unterschiedlichen Holzfraktionen wie Altholz, Frischholz, Landschaftspflegeholz und bei den KVA-Fraktionen wie Industrieabfall, Siedlungsabfall etc.). Allerdings ist dies nur eingeschränkt möglich.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Für Rückfragen steht Ihnen gerne das Amt für Umwelt und Energie, Harald Hikel, harald.hikel@bs.ch, Tel. 061 267 08 04, zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates des Kantons Basel-Stadt

Dr. Conradin Cramer
Regierungspräsident

Barbara Schüpbach-Guggenbühl
Staatsschreiberin



Regierungsrat

Postgasse 68
Postfach
3000 Bern 8
info.regierungsrat@be.ch
www.be.ch/rr

Staatskanzlei, Postfach, 3000 Bern 8

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie
und Kommunikation UVEK

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

RRB Nr.:

- 65 / 2026

28. Januar 2026

Direktion:

Wirtschafts-, Energie- und Umweltdirektion

Klassifizierung:

Nicht klassifiziert

**Vernehmlassung des Bundes: Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentsgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung):
Stellungnahme des Kantons Bern**

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 hat uns das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK die Vernehmlassung zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentsgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) unterbreitet. Der Regierungsrat dankt Ihnen für die Gelegenheit, zur Vorlage Stellung nehmen zu können und stimmt der Änderung ohne Bemerkungen zu.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates

Christoph Neuhaus
Regierungspräsident

Christoph Auer
Staatsschreiber

Verteiler

- Bau- und Verkehrsdirektion
- Sicherheitsdirektion
- Wirtschafts-, Energie- und Umweltdirektion



ETAT DE FRIBOURG
STAAT FREIBURG

Conseil d'Etat CE
Staatsrat SR

Route des Arsenaux 41, 1700 Fribourg

T +41 26 305 10 40
www.fr.ch/ce

Conseil d'Etat
Route des Arsenaux 41, 1700 Fribourg

PAR COURRIEL

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Courriel : verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Fribourg, le 3 février 2026

2026-70

Révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (indemnité de gestion versée aux installations RPC participant à la commercialisation directe) – Procédure de consultation

Monsieur le Conseiller fédéral,

Nous nous référons au courrier du 1^{er} décembre 2025 sur l'objet cité en titre, lequel a retenu toute notre attention.

Nous vous informons que le Conseil d'Etat a pris connaissance du projet soumis et n'a pas de remarque particulière à formuler.

En vous remerciant de nous avoir consultés, nous vous prions d'agréer, Monsieur le Conseiller fédéral, l'expression de notre considération distinguée.

Au nom du Conseil d'Etat :

Philippe Demierre, Président



Danielle Gagnaux-Morel, Chancelière d'Etat

L'original de ce document est établi en version électronique

Copie

—
à la Direction de l'économie, de l'emploi et de la formation professionnelle, pour elle et le Service de l'énergie ;
à la Chancellerie d'Etat.



Genève, le 4 février 2026

Le Conseil d'Etat

5253-2025

Département fédéral de
l'environnement, des transports, de
l'énergie et de la communication
(DETEC)
Monsieur Albert RÖSTI
Conseiller fédéral

Par courriel :
verordnungsrevisoren@bfe.admin.ch

Concerne : révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (indemnité de gestion versée aux installations RPC participant à la commercialisation directe).

Monsieur le Conseiller fédéral,

La consultation de votre département du 1^{er} décembre 2025, relative à l'objet précité, nous est bien parvenue et a retenu toute notre attention.

Notre Conseil prend acte des adaptations proposées, lesquelles sont sans conséquence pour l'économie et la société, et n'a pas d'observation particulière à faire valoir.

En vous réitérant nos remerciements, nous vous prions de croire, Monsieur le Conseiller fédéral, à l'assurance de notre haute considération.

AU NOM DU CONSEIL D'ÉTAT

La chancelière :

Michèle Righetti-El Zayadi

Le président :

Thierry Apothéloz



Sitzung vom

3. Februar 2026

Mitgeteilt den

3. Februar 2026

Protokoll Nr.

66/2026

Eidg. Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie
und Kommunikation (UVEK)
Bundeshaus Nord
3003 Bern

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

**Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-
Anlagen in der Direktvermarktung); Vernehmlassung an das Eidg. Departement
für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Stellungnahme**

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 wurden die Kantone eingeladen, zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) Stellung zu nehmen.

Bis Ende 2017 hatten die Betreiber von Anlagen in der «kostendeckenden Einspeisevergütung» (KEV) mit der Vermarktung ihrer Elektrizität nichts zu tun. Seit der Einführung der Direktvermarktung 2018 müssen Betreiber von grösseren Anlagen in der Einspeisevergütung ihren Strom eigenständig oder mit Hilfe eines Direktvermarkters am Markt verkaufen. Diese Betreiber erhalten nur noch die Einspeiseprämie – also die Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis (vgl.

Art. 21 Abs. 4 Energiegesetz [EnG]). Um zu vermeiden, dass diesen Betreibern dadurch ein Nachteil gegenüber der Einspeisung zum Referenz-Marktpreis (vgl. Art. 21 Abs. 2 i.V.m. Art. 23 EnG) entsteht, wird ihnen ein Bewirtschaftungsentgelt ausgerichtet. Es kompensiert die mit der Direktvermarktung verbundenen Zusatzkosten, insbesondere für Prognose, Fahrplanmanagement, Handelsanbindung, Abrechnung und Ausgleichsenergie. Das Bewirtschaftungsentgelt setzt sich heute aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten (dieser bleibt unverändert) und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammen. Da die Swissgrid bei den Ausgleichsenergiekosten von einem Zweipreismodell (Short- und Long-Preise) auf ein Einpreismodell umgestellt hat, wird eine methodische Neuausrichtung erforderlich. Ein Bewirtschaftungsentgelt ist nach diesem Systemwechsel nur noch für die Technologien sachgerecht, bei denen systematische Ausgleichsenergiekosten anfallen. Diese Umstellung führt voraussichtlich zu insgesamt tieferen Ausgleichsenergiekosten, was unter anderem auch den Netzzuschlagsfond entlasten soll. Zudem soll damit die Ausgeglichenheit zwischen Angebot und Nachfrage gestärkt und den Bedarf an Regenergie gesenkt werden.

Die Regierung des Kantons Graubünden erachtet die vorgesehenen Änderungen des Art. 26 der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) als nachvollziehbar und sinnvoll.

Wir bedanken uns für die eingeräumte Möglichkeit zur Stellungnahme und grüssen Sie, sehr geehrter Herr Bundesrat, sehr geehrte Damen und Herren, mit dem Ausdruck unserer vorzüglichen Hochachtung.



Namens der Regierung

Der Präsident:

Martin Bühler

Der Kanzleidirektor:

Daniel Spadin

Kopie an:

- Departement für Volkswirtschaft und Soziales
- Departement für Justiz, Sicherheit und Gesundheit
- Erziehungs-, Kultur- und Umweltschutzdepartement
- Departement für Finanzen und Gemeinden
- Amt für Energie und Verkehr
- Departement für Infrastruktur, Energie und Mobilität

Bau-, Umwelt- und Wirtschaftsdepartement

Bahnhofstrasse 15
Postfach 3768
6002 Luzern
Telefon 041 228 51 55
buwd@lu.ch
www.lu.ch

Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

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

Luzern, 6. Februar 2026

Protokoll-Nr.: 171

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Im Namen und Auftrag des Regierungsrates teile ich Ihnen mit, dass wir der Vorlage zustimmen. Wir begrüssen, dass die Berechnungsmethode des Bewirtschaftungsentgelts modernisiert und vereinheitlicht wird und zusätzliche Anreize für ein systemdienliches Verhalten gesetzt werden.

Besten Dank für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse



Fabian Peter
Regierungsrat



LE CONSEIL D'ÉTAT

DE LA RÉPUBLIQUE ET
CANTON DE NEUCHÂTEL

Office fédéral de l'énergie
3003 Berne

Modification de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)

Monsieur le conseiller fédéral,
Mesdames, Messieurs,

Le Conseil d'État de la République et Canton de Neuchâtel a pris connaissance du sujet de la consultation du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) et vous remercie de lui offrir la possibilité de donner son avis sur le projet de modification de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR).

Le Conseil d'État approuve ces modifications qui visent à réduire les coûts d'énergie d'ajustement et alléger ainsi la charge sur le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau.

En vous remerciant de nous avoir consulté, nous vous prions de croire, Monsieur le conseiller fédéral, Mesdames, Messieurs, à l'assurance de notre haute considération.

Neuchâtel, le 4 février 2026

Au nom du Conseil d'État :

La présidente,
C. GRAF

La chancelière,
S. DESPLAND



NE



KANTON
NIDWALDEN

LANDAMMANN UND
REGIERUNGSRAT

Dorfplatz 2, Postfach 1246, 6371 Stans
Telefon 041 618 79 02, www.nw.ch

CH-6371 Stans, Dorfplatz 2, Postfach 1246, STK

PER E-MAIL

Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Herr Bundesrat Albert Rösti
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Telefon 041 618 79 02
staatskanzlei@nw.ch
Stans, 27. Januar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung). Stellungnahme

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK die Kantone eingeladen, sich zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) vernehmen zu lassen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und lassen uns wie folgt vernehmen.

Mit der vorliegenden Verordnungsanpassung soll das Entgelt für die Berechnungsmethode zur Bestimmung des Bewirtschaftungsentgelts für gewisse Anlagen zur Stromproduktion (KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) angepasst werden. Diese Anpassung ist aufgrund einer Umstellung der Methode zur Berechnung der Ausgleichsenergie seitens Swissgrid notwendig, welche zu insgesamt tieferen Ausgleichsenergiekosten führen soll.

Das Anliegen von Swissgrid, die Ausgleichsenergiekosten senken zu wollen, ist nachvollziehbar und wird unterstützt. Es stellt sich allerdings die Frage, ob das in der vorliegenden Vernehmlassung vorgeschlagene System richtig ist und ob die Ziele möglichst tiefer Ausgleichsenergiekosten auch mittel- bis langfristig erreicht werden können.

Die Vorlage sieht vor, dass für Wind, Wasserkraft, Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) und übrige Biomasse nur noch der fixe Anteil des Bewirtschaftungsentgelts (Entgelt für Vermarktungskosten) entschädigt werden soll. Der variable Anteil (Entgelt für Ausgleichsenergiekosten) soll nur noch bei Photovoltaik-Anlagen entschädigt werden, weil nur bei diesen die Prognosefehler im Durchschnitt die Systembilanz negativ beeinflussen können. Auch dieser Vorschlag ist grundsätzlich nachvollziehbar und sinnvoll.

Im erläuternden Bericht wird aufgezeigt, dass für die Jahre 2023 und 2024 mit der neuen Methode die Kosten für das Bewirtschaftungsentgelt massiv reduziert werden könnten.

Allerdings fällt auf, dass für das Jahr 2024 die Reduktion im Vergleich zum Jahr 2023 verhältnismässig deutlich geringer ausfällt und im Fall der Photovoltaik (PV) für das Jahr 2024 mit der neuen Methode sogar höhere Bewirtschaftungsentgeltungskosten als mit der bisherigen Methode bezahlt werden müssten. Dies zeigt, dass die Einsparungen auf die Streichung des

variablen Anteils bei Wind, Wasserkraft, KVA sowie übriger Biomasse und nicht auf eine Reduktion der Kosten bei PV zurückzuführen sind. Im erläuternden Bericht müsste zumindest der deutliche Unterschied zwischen den beiden Jahren erklärt und aufgezeigt werden, welche Kosten für die folgenden Jahre erwartet werden. Diese Angaben sind unerlässlich, um abschliessend beurteilen zu können, ob die neue Methode auch mittel- und langfristig zu Einsparungen führt.

Eine zu prüfende Alternative wäre, auch bei PV-Anlagen auf die Entschädigung der Ausgleichsenergiekosten zu verzichten. Damit könnte ein weitaus grösserer Anreiz zur Einspeisung zum richtigen Zeitpunkt als mit dem bisherigen Vorschlag gegeben werden.

Im Weiteren weisen wir auf die Problematik der Verwendung des Day-Ahead-Preises für die Strompreisgestaltung und der damit zwangsläufigen Abhängigkeit von Wetterprognosen hin. Wetterprognosen werden auch mit den besten Modellen nie der Realität entsprechen, weshalb mit zunehmendem PV-Strom im Netz die Kosten für die Regelernergie weiter deutlich steigen werden. Die neu vorgesehene Vergütung des eingespeisten Stroms zum Day-Ahead-Preis im Moment der Einspeisung (vorgesehener Art. 12 Abs. 1 EnV) führt dazu, dass der Einspeisungsanreiz aufgrund des prognostizierten anstelle des effektiven (Intraday) Preises erfolgt, was zu Fehlanreizen führt. Dies wird bei Fehlprognosen dazu führen, dass unerwartete Unausgeglichheiten der Systembilanz (common shocks) zusätzlich verstärkt werden, weil die Energiemanagementsysteme der Anlagen aufgrund der falschen Prognose das falsche Signal senden (z.B. wird dann mehr Strom ins Netz eingespeist, anstatt ihn lokal zu verbrauchen oder zu speichern, wenn aufgrund von schönem Wetter mehr Strom erzeugt wird als erwartet). Um das Problem der steigenden Regelernergiepreise langfristig zu entschärfen, wäre es folglich unerlässlich, einen liquiden Intraday-Handel aufzubauen und die Vergütung von eingespeisem Strom an diesem festzulegen.

Wir bedanken uns für Ihre Kenntnisnahme und Berücksichtigung unserer Ausführungen.

Freundliche Grüsse
NAMENS DES REGIERUNGSRATES



Dr. Othmar Filliger
Landammann



lic. iur. Armin Eberli
Landschreiber

Geht an:

- verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

T +41 52 632 73 67
sekretariat-bd@sh.ch

Baudepartement

Bundesamt für Energie BFE

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

Schaffhausen, 26. Januar 2026

**Vernehmlassung UVEK betreffend Revision der Energieförderungsverordnung
(Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)**

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 haben Sie uns zur Stellungnahme in obgenannter Angelegenheit eingeladen, wofür wir uns bedanken. Wir sind mit den vorgeschlagenen Änderungen einverstanden.

Freundliche Grüsse

DER DEPARTEMENTSVORSTEHER



Martin Kessler, Regierungsrat

Kopie an:
Energiefachstelle



6431 Schwyz, Postfach 1260

per E-Mail

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

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Schwyz, 27. Januar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung

Vernehmlassung des Kantons Schwyz

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) den Kantonsregierungen die Unterlagen zur Revision der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV, SR 730.03) zur Vernehmlassung bis 6. Februar 2026 unterbreitet.

Die vorgeschlagene Änderung der Verordnung wird begrüsst.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und versichern Sie, Herr Bundesrat, unserer vorzüglichen Hochachtung.

Im Namen des Regierungsrates:

Michael Stähli
Landammann



Dr. Mathias E. Brun
Staatsschreiber

Rathaus
Barfüssergasse 24
4509 Solothurn
Telefon 032 627 24 32
kanzlei@vd.so.ch
so.ch

Sibylle Jeker
Regierungsrätin

Bundesamt für Energie BFE
3003 Bern

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

8. Januar 2026

STK.2893

Vernehmlassung zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme in oben erwähnter Angelegenheit.

Mit der Anpassung der Berechnungsmethode für das Bewirtschaftungsentgelt von KEV-Anlagen in der Direktvermarktung sind wir einverstanden. Die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) hat die Methode zur Berechnung der Ausgleichsenergie bereits auf den 1. Januar 2026 anpasst, daher duldet das Vorhaben keinen Aufschub.

Wir haben zur Vorlage keine weiteren Bemerkungen anzubringen.

Freundliche Grüsse



Sibylle Jeker
Regierungsrätin

Kopie: Remo Frei, Chef Amt für Wirtschaft und Arbeit
Urban Biffiger, Leiter Energiefachstelle



Regierung des Kantons St.Gallen, Regierungsgebäude, 9001 St.Gallen

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Regierung des Kantons St.Gallen
Regierungsgebäude
9001 St.Gallen
T +41 58 229 89 42
info.sk@sg.ch

St.Gallen, 21. Januar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung); Vernehmlassungsantwort

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 laden Sie uns zur Vernehmlassung zur Revision der Energieförderungsverordnung (SR 730.03; abgekürzt EnFV) ein. Wir danken für diese Gelegenheit und nehmen gern wie folgt Stellung:

Wir begrüßen die vorgeschlagene Anpassung der EnFV. Aufgrund der Umstellung des Preismechanismus für Ausgleichsenergie durch Swissgrid erachten wir eine Revision als notwendig. Das gewählte Vorgehen ist aus unserer Sicht nachvollziehbar. Besonders zu begrüßen ist, dass mit der Änderung systematische Fehlanreize behoben und Kosteneinsparungen erzielt werden können.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Im Namen der Regierung

Beat Tinner
Präsident

Dr. Benedikt van Spyk
Staatssekretär



Zustellung nur per E-Mail (pdf- und Word-Version) an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Numero
625

fr

0

Bellinzona
4 febbraio 2026

Consiglio di Stato
Piazza Governo 6
Casella postale 2170
6501 Bellinzona
telefono +41 91 814 41 11
fax +41 91 814 44 35
e-mail can@ti.ch
web www.ti.ch

Repubblica e Cantone
Ticino

Il Consiglio di Stato

Signor Consigliere federale
Albert Rösti
Direttore DATEC
3003 Berna

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch
(pdf e word)

Procedura di consultazione

Revisione dell'ordinanza sulla promozione dell'energia (OPEn) riguardo l'indennità di gestione per gli impianti RIC nella commercializzazione diretta

Signor Consigliere federale,
gentili signore, egregi signori,

vi ringraziamo per essere stati coinvolti nella procedura di consultazione relativa alle modifiche dell'ordinanza federale sulla promozione dell'energia (OPEn) riguardo l'indennità di gestione per gli impianti RIC nella commercializzazione diretta.

L'indennità di gestione prevista ai sensi dell'art. 26 OPEn per gli impianti persegue lo scopo di indennizzare i proprietari degli impianti nella commercializzazione diretta, compensando i costi supplementari ad essa correlati (dovuti ad esempio alle previsioni e alla gestione delle variazioni di produzione rispetto alle attese, all'energia di compensazione, ecc.). Essa assume un'importanza rilevante per i gestori degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, in particolare per quelli le cui produzioni sono difficilmente programmabili e quindi fortemente soggetti ad elevati costi per l'energia di compensazione: in particolare gli impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici.

A partire dal 1° gennaio 2026 Swissgrid ha cambiato il meccanismo di calcolo dei prezzi dell'energia di compensazione. Tale cambiamento del sistema di calcolo dell'energia di compensazione necessita una modifica dell'art. 26 OPEn, in modo tale che l'indennità di gestione venga adeguata ad esso.

Visto quanto precede, lo scrivente Consiglio condivide il principio di fondo della consultazione in oggetto, che prevede l'aggiornamento dell'indennità di gestione ai sensi dell'art. 26 OPEn al nuovo meccanismo di calcolo dei prezzi dell'energia di compensazione applicato da Swissgrid. Questo affinché l'indennità di gestione permetta anche in futuro ai gestori degli impianti di produzione da fonti rinnovabili di compensare i costi gestionali effettivamente sostenuti, garantendo delle condizioni quadro stabili per favorire gli investimenti futuri in questi impianti, vista la loro importanza per gli obiettivi di politica energetica e climatica sia federali che cantonali.

In tal senso, condividiamo il principio di applicare un nuovo metodo di calcolo che consideri i costi di compensazione rilevanti e lo scrivente Consiglio sostiene la modifica legislativa prevista per l'indennità di gestione degli impianti fotovoltaici.

Per contro, lo scrivente Consiglio esprime delle riserve sul fatto che per le altre tecnologie di impianti (eolico, idroelettrico, impianti di incenerimento rifiuti urbani, altre biomasse) non sia più prevista un'indennità di gestione variabile per l'energia di compensazione.

In considerazione della citata necessità di mantenere delle condizioni quadro stabili per favorire gli investimenti, oltre al fotovoltaico, anche nelle altre tecnologie rinnovabili rilevanti per la politica energetica e climatica federale e cantonale (con particolare attenzione alla produzione elettrica invernale), lo scrivente Consiglio ritiene doveroso che la nuova indennità di gestione prevista ai sensi dell'art. 26 OPEn permetta ai gestori degli impianti di compensare i costi effettivi che devono sostenere.

Il nuovo metodo di calcolo previsto comporterebbe di fatto una notevole riduzione dell'indennità di gestione per le seguenti tipologie di impianti:

- Eolico: -2.41 cts./kWh (dati 2024)
- Idroelettrico: -1.00 cts./kWh (dati 2024)
- Incenerimento: -0.37 cts./kWh (dati 2024)
- Altre Biomasse: -1.00 cts./kWh (dati 2024)

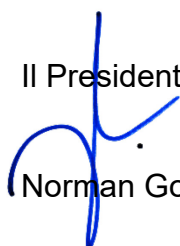
A nostro modo di vedere appare rischioso dare per assodato che dal 01.01.2026 gli impianti delle altre tecnologie menzionate possano compensare i propri costi di commercializzazione diretta unicamente attraverso l'indennità di gestione pari a 0,11 cts./kWh. Vi invitiamo pertanto a rivalutare una possibile indennità variabile per l'energia di compensazione anche per le altre tecnologie (in particolare idroelettrico ed eolico) in modo tale da garantire un'equa compensazione degli effettivi costi di gestione a carico anche di queste tipologie di impianti. Così facendo si ridurrebbero i rischi e le incertezze legislative a carico dei gestori degli impianti, mantenendo delle condizioni quadro eque per favorire gli investimenti in questi ambiti.

A tale scopo, lo scrivente Consiglio ritiene inoltre opportuno che i parametri di calcolo utilizzati per quantificare l'indennità di gestione ai sensi dell'art. 26 OPEn (sia per la quota fissa che per quella variabile), vengano monitorati e aggiornati periodicamente sulla base dell'evoluzione dei costi effettivi generati dal nuovo sistema di calcolo applicato da Swissgrid. In tal senso, si dovrebbe inoltre valutare un'eventuale posticipo dell'entrata in vigore delle modifiche legislative previste, così da disporre di dati empirici più concreti per quantificare i costi effettivi.

Vogliate gradire, signor Consigliere federale, gentili signore, egregi signori, i sensi della nostra massima stima.

PER IL CONSIGLIO DI STATO

Il Presidente


(Norman Gobbi)

Il Cancelliere


Arnoldo Coduri

Copia a:

- Dipartimento finanze ed economia (dfe-dir@ti.ch)
- Dipartimento del territorio (dt-dir@ti.ch)
- Sezione protezione aria, acqua e suolo (dt-spaas@ti.ch)
- Divisione delle risorse (dfe-dr@ti.ch)
- Divisione dell'economia (dfe-de@ti.ch)
- Ufficio dell'energia (dfe-energia@ti.ch)
- Deputazione ticinese alle Camere federali (can-relazioniesterne@ti.ch)
- Pubblicazione in internet

Staatskanzlei, Regierungskanzlei, 8510 Frauenfeld

Eidgenössisches Departement für Um-
welt, Verkehr, Energie und Kommunika-
tion (UVEK)
Herr Albert Rösti
Bundesrat
3003 Bern

Frauenfeld, 19. Januar 2026
Nr. 35

**Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-
Anlagen in der Direktvermarktung)**

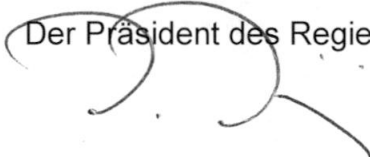
Vernehmlassung

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision der Energieförderungsverordnung
(EnFV; SR 730.03; Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)
Stellung zu nehmen.

Wir sind mit der vorgeschlagenen Änderung von Art. 26 EnFV einverstanden.

Mit freundlichen Grüssen


Der Präsident des Regierungsrates

Der Staatsschreiber






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

Zustellung per E-Mail an:

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

6460 Altdorf, 2. Februar 2026

**Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direkt-
vermarktung
Vernehmlassung**

Stellungnahme des Kantons Uri

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 haben Sie uns die Unterlagen zur titelerwähnten Vernehmlassung zugestellt.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme. Gerne äussern wir uns wie folgt dazu:

Die Unterlagen wurden von den kantonalen Fachstellen geprüft. Es sind keine weiteren Bemerkungen anzubringen.

Für allfällige ergänzende Auskünfte steht Ihnen Herr Fredy Bissig gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Baudirektion
Direktionssekretariat

Fredy Bissig, Koordination Plangenehmigungen / Vernehmlassungen



Vassilis Venizelos
Conseiller d'Etat

Chef du Département de la jeunesse,
de l'environnement et de la sécurité

Château cantonal
1014 Lausanne

Monsieur le Conseiller fédéral
Albert Rösti
Chef du Département fédéral de
l'environnement, des transports, de
l'énergie et de la communication
Palais fédéral Nord
3003 Berne

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Lausanne, le 4 février 2026

**Réponse à la consultation fédérale sur la révision de l'ordonnance sur
l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables
(indemnité de gestion versée aux installations RPC participant à la commercialisation
directe)**

Monsieur le Conseiller fédéral,

Les services de l'administration cantonale vaudoise concernés ont examiné avec attention le
projet de révision cité en titre. Nous vous remercions de nous avoir consultés.

Cette révision, dont la nécessité découle de l'évolution des mécanismes de tarification de
Swissgrid, est favorablement accueillie. Celle-ci n'engendre en effet aucune conséquence
environnementale négative et permet de réduire les coûts liés au maintien de la stabilité du
réseau électrique.

Pour le tissu économique vaudois, l'impact est jugé globalement neutre, voire légèrement
positif. Le nouveau système apporte en effet une prévisibilité accrue, facilitant la gestion
opérationnelle des actifs énergétiques en entreprise.

Les éléments à disposition indiquent également que les effets de la révision sur les exploitants
d'installations photovoltaïques demeurent limités et ne font pas apparaître d'impact
financier significatif.

Vous souhaitant bonne réception de ces lignes, je vous prie de recevoir, Monsieur le
Conseiller fédéral, mes salutations les meilleures.

Le Chef du département

Vassilis Venizelos
Conseiller d'Etat

Copie :

- Office des Affaires extérieures du Canton de Vaud (OAE)



2026.00224

P.P. CH-1951
Sion

Poste CH SA

Monsieur le Conseiller fédéral
Albert Rösti
Chef du Département fédéral de
l'environnement, des transports, de
l'énergie et de la communication DETEC
Palais fédéral Nord
3003 Berne



Références JF / JNG
Date 28 janvier 2026

**Révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité
issue d'énergies renouvelables (indemnité de gestion versée aux installations
RPC participant à la commercialisation directe)**

Monsieur le Conseiller fédéral,

Le 1^{er} décembre 2025, vous avez initié la procédure de consultation relative au projet de révision cité en titre. Nous tenons à vous remercier pour l'opportunité offerte et à vous faire part des considérations suivantes.

Le projet prévoit de modifier l'art 26 de l'ordonnance susmentionnée qui traite de la méthode de calcul de l'indemnité de gestion versée aux exploitants des installations pratiquant la commercialisation directe d'électricité. Cette modification urgente est nécessaire en raison du changement du mécanisme de tarification de l'énergie d'ajustement au 1^{er} janvier 2026.

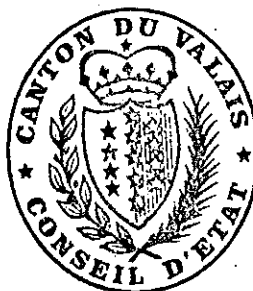
Nous avons examiné les différents documents mis en consultation et vous informons ne pas avoir de remarque particulière à formuler.

En vous remerciant de nous avoir consultés, nous vous prions d'agréer, Monsieur le Conseiller fédéral, l'expression de notre considération distinguée.

Au nom du Conseil d'Etat

Le président


Mathias Reynard



La chancelière


Monique Albrecht

Copie à verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch



Baudirektion, Postfach, 6301 Zug

Per E-Mail

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

T direkt +41 41 594 29 94
roman.wuelser@zg.ch
Laufnummer: 55698 RW/las

**Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)
Stellungnahme des Kantons Zug**

Sehr geehrte Damen und Herren

Am 1. Dezember 2025 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK den Kanton Zug in der obgenannten Angelegenheit zur Vernehmlassung eingeladen. Der Regierungsrat hat das Geschäft an die Baudirektion zur direkten Erledigung überwiesen. Wir äussern uns dazu gerne wie folgt:

Stromproduzenten in der Direktvermarktung erhalten seit der Totalrevision des Energiegesetzes (1. Januar 2018) eine Einspeiseprämie für den ökologischen Mehrwert des Stroms sowie ein Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten. Die Umstellung des Ausgleichspreismechanismus durch Swissgrid erfordert Anpassungen der Berechnungsmethode für das Bewirtschaftungsentgelt. Der Kanton Zug unterstützt diese Anpassungen. Er begrüsst insbesondere die neue Berechnungsmethode des Bewirtschaftungsentgelts für Photovoltaik-Anlagen, welche einen Anreiz für systemdienliches Verhalten schafft.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse
Baudirektion

Seite 2/2

Kopie per E-Mail an:

- Volkswirtschaftsdirektion (info.vds@zg.ch)
- Amt für Umwelt (info.afu@zg.ch)



Elektronisch an verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch



**Kanton Zürich
Regierungsrat**

staatskanzlei@sk.zh.ch
Tel. +41 43 259 20 02
Neumühlequai 10
8090 Zürich
zh.ch

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

28. Januar 2026 (RRB Nr. 65/2026)

Änderung der Energieförderungsverordnung (Vernehmlassung)

Sehr geehrter Herr Bundesrat

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zu den vorgesehenen Änderungen der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (SR 730.03) Stellung zu nehmen.

Wir haben keine Bemerkungen zu den vorgesehenen Verordnungsanpassungen.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates

Der Präsident:

Die Staatsschreiberin:

Dr. Martin Neukom

Dr. Kathrin Arioli



Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesrat Albert Rösti

Elektronisch an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 6. Februar 2026

**Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen
in der Direktvermarktung)**

Stellungnahme der Schweizerischen Volkspartei SVP

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

Die SVP stimmt der Änderung der Energieförderungsverordnung grundsätzlich zu. Anlass ist die Umstellung bei Swissgrid: Die Ausgleichsenergiekosten werden neu nach einem Einpreismodell verrechnet, weshalb die bisherige Berechnung des Bewirtschaftungsentgelts angepasst werden muss, damit sie ab 2026 weiterhin korrekte Resultate liefert. Der fixe Anteil von 0,11 Rp./kWh bleibt unverändert und deckt allgemeine Vermarktungskosten ab. Der variable Anteil soll dagegen nur noch dort ausbezahlt werden, wo im Durchschnitt tatsächlich zusätzliche Ausgleichsenergiekosten entstehen, insbesondere bei Photovoltaikanlagen.

Diese Vorlage erhöht die Kostenwahrheit und senkt die Belastung des Fördersystems. Wichtig ist, dass die Berechnung für Photovoltaik sowie der verwendete Korrekturfaktor klar und konsistent begründet wird. Er ist regelmässig zu überprüfen und bei Bedarf anzupassen. Die veröffentlichten Quartalswerte müssen transparent dokumentiert werden, damit die Betroffenen die Berechnung kontrollieren können. Positiv ist zudem, dass bei einem negativen Ergebnis keine Gewinne abgeschöpft werden und der Betrag auf null gesetzt wird. Die SVP erwartet, dass der Vollzug schlank bleibt und keine neuen Melde- oder Bürokratiepflichten entstehen. Insgesamt unterstützt die SVP die Änderung, fordert aber eine periodische Überprüfung der Parameter und eine klare Beschränkung des variablen Entgelts auf jene Fälle, in denen durchschnittlich tatsächlich Kosten anfallen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

SCHWEIZERISCHE VOLKSPARTEI

Der Parteipräsident

Der Generalsekretär



Marcel Dettling
Nationalrat



Henrique Schneider

Von: [Zeller Nicole ElCom](#)
An: [_BFE-Verordnungsrevisionen](#)
Cc: [RegInfra-Info ElCom](#)
Betreff: 041-00302: Vernehmlassung betreffend die Revision der Energieförderungsverordnung // consultation concernant la révision de l'ordonnance sur la promotion de l'énergie // consultazione sulla revisione dell'ordinanza sulla promozione dell'energia
Datum: Freitag, 12. Dezember 2025 09:41:01

Sehr geehrte Damen und Herren

Besten Dank für die Gelegenheit zur Stellungnahme. Wir haben keine Bemerkungen.

Freundliche Grüsse

Nicole Zeller

Von: _BFE-Verordnungsrevisionen <Verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch>
Gesendet: Mittwoch, 3. Dezember 2025 12:27
Betreff: Vernehmlassung betreffend die Revision der Energieförderungsverordnung // consultation concernant la révision de l'ordonnance sur la promotion de l'énergie // consultazione sulla revisione dell'ordinanza sulla promozione dell'energia

Sehr geehrte Damen und Herren

Das Bundesamt für Energie (BFE) informiert Sie über die Eröffnung der Vernehmlassung betreffend die Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung).

Die Vernehmlassungsunterlagen sind abrufbar unter [Laufende Vernehmlassungen \(admin.ch\)](#).

Bitte richten Sie Ihre Stellungnahme bis **zum 6. Februar 2026** an Verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch.

Freundliche Grüsse
Bundesamt für Energie

Madame, Monsieur,

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) vous informe de l'ouverture de la consultation concernant la révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (indemnité de gestion versée aux installations RPC participant à la commercialisation directe).

Le dossier de consultation est disponible à l'adresse suivante: [Procédures de consultation en cours \(admin.ch\)](#).

Nous vous prions d'adresser votre prise de position d'ici au **6 février 2026** par courrier électronique à Verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées.
Office fédéral de l'énergie

Gentili signore, egregi signori,

l'Ufficio federale dell'energia (UFE) vi informa dell'avvio della procedura di consultazione riguardante la revisione dell'ordinanza sulla promozione dell'energia (indennità di gestione per gli impianti RIC nella commercializzazione diretta).

La documentazione completa è disponibile al seguente indirizzo internet: [Procedure di consultazione in corso \(admin.ch\)](#).

La consultazione durerà fino al **6 febbraio 2026**. Entro tale data potrete inviare la vostra presa di posizione per e-mail a Verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch.

Distinti saluti,
Ufficio federale dell'energia



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission ENHK

ENHK c/o BAFU, GU, 3003 Bern

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern

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

Ihr Zeichen:
Unser Zeichen: GU
Sachbearbeiter/in:
Bern, 12. Januar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) – Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit elektronischer Mitteilung vom 3. Dezember 2025 haben Sie der Eidgenössischen Natur- und Heimatschutzkommission (ENHK) im Rahmen der Vernehmlassung eine Revision der Energieförderungsverordnung zur Stellungnahme unterbreitet.

Die Kommission bedankt sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme. Sie hat keine Bemerkungen hinsichtlich der Bundesinventare nach Art. 5 NHG.

Freundliche Grüsse

Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission ENHK

Stefan Kölliker
Präsident

Fredi Guggisberg
Sekretär

Kopie an: BAFU, Direktionsbereich Politik; Abteilung Biodiversität und Landschaft

Fredi Guggisberg, Sekretär
ENHK / c/o BAFU / Worblentalstrasse 68, 3003 Bern
Telefon +41584626833
fredi.guggisberg@enhk.admin.ch

Alpiq Holding AG, Chemin de Mornex 10, CH-1001 Lausanne

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
CH-3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Lausanne, 04. Februar 2026

Vernehmlassung 2025/108: Alpiq Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Möglichkeit, zur **Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)** Stellung nehmen zu können.

Wir anerkennen, dass der Systemwechsel der Ausgleichsenergiekosten von einem Zweipreismodell hin zu einem Einpreismodell eine Anpassung bei der Methodik zur Berechnung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts erfordert. Wir lehnen jedoch die Ausgestaltung im Rahmen der Revision der Energieförderungsverordnung (EnFV) in der vorliegenden Form ab. Sowohl der gewählte Zeitpunkt als auch die vorgeschlagene Ausgestaltung des Bewirtschaftungsentgelts sind aus Sicht der Alpiq weder sachgerecht noch zielführend für die Wirtschaftlichkeit von Anlagen in der Direktvermarktung. Sie gefährdet die Vermarktbarkeit der Produktion von wichtigen neuen erneuerbaren Technologien, insbesondere der Lauf- und Kleinwasserkraft und der Windkraft.

Daher fordert Alpiq:

- den Erhalt eines variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für alle Technologien im Rahmen einer Übergangsregelung, welches sich an der bisherigen Höhe und Systematik orientiert, sowie
- die Ausarbeitung einer neuen Berechnungsmethodik für den variablen Anteil des Bewirtschaftungsentgelts, die den individuellen Risiken von Anlagen aller Technologien in der Direktvermarktung Rechnung trägt und deren Marktfähigkeit dauerhaft sicherstellt.

Sicherstellung von Planungs- und Rechtssicherheit durch eine geordnete Übergangsregelung

Der kurzfristige Zeitpunkt der vorgeschlagenen Anpassung ist aus Sicht Alpiq höchst problematisch: Die Verträge für das Jahr 2026 wurden bereits auf Basis eines fixen und variablen Bestandteils des Bewirtschaftungsentgelts für alle Technologien abgeschlossen.

Diese Verträge basieren auf der Annahme, dass die bisherige Logik weiterhin angewandt wird und einen variablen Entgeltbestandteil beinhaltet. Diese Systematik wurde mit dem vorliegenden Vernehmlassungsentwurf nun faktisch rückwirkend verändert. Eine nachträgliche Anpassung würde einen erheblichen administrativen und rechtlichen Aufwand für Nachverhandlungen von Bestandesverträgen verursachen - mit geringen Erfolgsaussichten. Gleichzeitig ist eine seriöse Neuverhandlung aktuell nicht möglich, da bislang lediglich ein Konsultationsentwurf vorliegt und die finalen Bestimmungen nicht bekannt sind. Selbst sofern eine spezifische Klausel in den Verträgen vorhanden sein sollte, die eine Anpassung der Verträge aufgrund von regulatorischen Änderungen, wäre diese im Falle einer noch unbekannten zukünftigen Rechtslage nicht anwendbar.

Diese Situation führt zu erheblicher Planungsunsicherheit und untergräbt das Vertrauen in regulatorische Stabilität was der Zielsetzung eines planbaren Investitionsumfelds beim Zubau von erneuerbaren Energien widerspricht. Ein zeitlicher Aufschub der vorgeschlagenen Verordnungsanpassung ist aus Sicht Alpiq ebenfalls keine tragfähige Lösung, da die darin beschriebene Systematik strukturell Wasser-, Wind- und Biomasse-Anlagen gegenüber PV-Anlagen in der Direktvermarktung benachteiligt und eine alternative Lösung erforderlich ist. Es muss deshalb eine Übergangsbestimmung geschaffen werden, die der bisher gültigen Systematik Rechnung trägt.

Berücksichtigung der veränderten Marktanreize unter dem Einpreismodell

Mit der Umstellung vom bisherigen Zweipreismodell hin zu einem Einpreismodell haben seit dem 01.01.2026 die Bilanzgruppen einen ökonomischen Anreiz, um sich systemstabilisierend zu positionieren und Preis- und Bilanzierungsrisiken zu optimieren. Das System wird damit nicht mehr ausschliesslich durch exogene Einflussfaktoren wie Wetter oder Preisniveaus geprägt, sondern neu auch durch endogene Verhaltensanpassungen der Marktteilnehmer. Diese aktive Bewirtschaftung wirkt sich unmittelbar auf die Systemausgeglichenheit und damit auf die Höhe und Struktur der Ausgleichsenergiekosten aus.

Die konkreten Auswirkungen dieses veränderten, endogen getriebenen Marktverhaltens auf die Ausgleichsenergiekosten und die damit verbundenen Risiken für die Direktvermarktung von Anlagen liegen bislang jedoch nicht empirisch vor. Die der hier vorliegenden Revision der EnFV zugrunde liegende Studie basiert auf historischen Daten des bisherigen Marktdesigns und bildet die zu erwartenden Verhaltensänderungen unter dem Einpreismodell somit nicht ab.

Für eine sachgerechte Ausgestaltung einer künftigen Berechnungssystematik ist es daher erforderlich, diese Effekte zunächst im realen Betrieb zu beobachten und quantitativ zu evaluieren. Eine befristete Übergangslösung schafft aus unserer Sicht die notwendige Zeit, um belastbare Daten unter den neuen Marktanreizen zu erheben und diese in eine methodisch fundierte Anschlusslösung zu integrieren.

Einzelfallbetrachtung anstelle eines schweizweiten Portfolios

Die der vorgeschlagenen Methodik zugrundeliegende Studie argumentiert im Wesentlichen mit systemweiten Korrelationseffekten und Erwartungswerten der Ausgleichsenergiekosten auf Technologie- und Systemebene. Dabei wird unterstellt, dass sich die Ausgleichsenergiekosten und -erlöse über den gesamten schweizweiten von Wind-,

Wasserkraft oder Biomasse (mit Ausnahme von PV) im Erwartungswert zu null konvergieren. Diese Betrachtung ist für die Ausgestaltung des Bewirtschaftungsentgelts jedoch nicht geeignet, da sie die individuelle Risikotragung auf Anlagen- und Portfolioebene verkennt.

Während sich Erwartungswerte auf Systemebene statistisch tatsächlich annähern könnten, fallen Ausgleichsenergiekosten in der Realität stets auf Ebene einzelner Anlagen und Bilanzgruppen an. Für eine individuelle Anlage oder ein kleines Portfolio ist nicht davon auszugehen, dass sich positive und negative Abweichungen vollständig kompensieren, beispielsweise aufgrund eines Kraftwerksausfalls. Vielmehr bleibt die statistische Varianz bestehen und führt zu realen, nicht vernachlässigbaren und asymmetrischen Risiken.

Unter dem Einpreismodell können zusätzliche Erlöspotenziale entstehen. Dieses Potenzial ist jedoch weder garantiert noch gleichmässig auf alle Anlagen oder Technologien verteilt, da sie sowohl vom prognostizierten Produktionsprofil als auch vom Prognoserisiko der Systemposition abhängen. Damit unterliegen auch diese potenziellen Zusatzerlöse selbst erheblichen Unsicherheiten und das asymmetrische Risiko kann nicht kompensiert werden. Insbesondere nicht steuerbare Anlagen oder Anlagen, welche nur in eine Richtung über Flexibilität verfügen (bspw. Wind/PV) haben nur ein begrenztes Erlöspotential im Einpreismodell. Dies steht insofern im Widerspruch zum Grundsatz des Bestandesschutzes von KEV-Anlagen in der Direktvermarktung, als jede einzelne Anlage Anspruch auf eine kostendeckende Förderung hat. Ein variabler Bestandteil des Bewirtschaftungsentgelts ist daher aus Sicht Alpiq weiterhin erforderlich, um die auf Anlagen- und Portfolioebene anfallenden, statistisch nicht aufzuhebenden Risiken abzugelten. Nur so kann sichergestellt werden, dass einzelne Anlagen weiterhin marktfähig bleiben und Zugang zur Direktvermarktung behalten.

Variabler Anteil des Bewirtschaftungsentgelts zur Risikodeckung bei der Wasserkraft

Direktvermarkter vergüten den Anlagebetreibern den Referenzmarktpreis (RMP) und erzielen die Erlöse aus der Vermarktung der erzeugten Energie am Spotmarkt. Der RMP der Wasserkraft stellt dabei ein gewichteter Durchschnitt der Preise zum Zeitpunkt der Einspeisung von steuerbarer und nicht-steuerbarer Wasserkraft dar, welches nicht zwingend dem realisierbaren Preisprofil aller Wasserkraftanlagen entspricht. Klein- und Laufwasserkraftwerke verfügen über keine oder eine nur sehr eingeschränkte Steuerbarkeit. Ihre Einspeisung folgt weitgehend hydrologischen Gegebenheiten und fällt damit auch regelmässig in Marktphasen mit tieferen Preisen. Daraus resultieren systematisch tiefere realisierbare Spotmarkterlöse im Vergleich zum RMP.

Diese strukturelle Diskrepanz zwischen dem RMP und den effektiv realisierbaren Spotmarktpreisen von eingeschränkt steuerbaren Klein- und Laufwasserkraftwerken führt zu einem Vermarktungsrisiko. Das wird primär vom Direktvermarkter getragen. Bisher konnte dieses Risiko durch den variablen Bestandteil des Bewirtschaftungsentgelts sowie durch Portfolioeffekte teilweise abgedeckt werden. Mit dem Wegfall des variablen Bewirtschaftungsentgelts besteht jedoch klar die Gefahr, dass diese Anlagen in Zukunft Schwierigkeiten haben werden, einen Direktvermarkter zu finden.

Aus den obengenannten Gründen sind aus Sicht Alpiq die folgenden Anpassungen auf Verordnungsebene vorzunehmen:

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

- ¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein fixes Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh.
- ² Für ~~Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung~~ Anlagen gemäss Abs. 1 wird pro kWh eingespeiste Elektrizität zusätzlich vierteljährlich ein variables Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten und eine Risikoprämie ausgerichtet.
- ³ Die Höhe des variablen Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten entspricht den durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten pro kWh Elektrizität der jeweiligen Technologie, die im entsprechenden Quartal aus allen lastganggemessenen ~~Photovoltaikanlagen~~ Anlagen der entsprechenden Technologie eingespeist wird.
- ⁴ Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen ~~Photovoltaikanlagen~~ Anlagen gemäss Abs. 1 eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit ~~dem Faktor 0,4 multipliziert.~~ einem technologiespezifischen Faktor gewichtet. Die vereinfachte Prognose basiert auf der am Vortag aus allen lastganggemessenen ~~Photovoltaikanlagen~~ Anlagen der jeweiligen Technologie eingespeisten Elektrizität. Der Korrekturfaktor beträgt:
 - a. Für Photovoltaikanlagen: 0,4
 - b. Für alle übrigen Technologien: 1,0
- ⁵ Resultiert ein negativer Wert, so beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten 0 Rp./kWh.
- ⁶ Das BFE berechnet und veröffentlicht die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten vierteljährlich.

Zu Abs. 1-3: Zur Deckung des Risikos ist auch weiterhin an der Ausgestaltung eines fixen und variablen Bestandteils des Bewirtschaftungsentgelts festzuhalten. Die Beschränkung des variablen Bewirtschaftungsentgelts auf Photovoltaikanlagen sowie auf die ausschliessliche Abgeltung von Ausgleichsenergiekosten greift aus Sicht Alpiq zu kurz. Auch andere erneuerbare Technologien gemäss Absatz 1 (insbesondere Wasserkraft, Windkraft und Biomasse) weisen technologiebedingte Prognose- und Vermarktungsrisiken auf, die zu realen Kosten in der Direktvermarktung führen. Diesen gilt es angemessen Rechnung zu tragen, sodass Anlagen auch zukünftig marktfähig bleiben.

Zu Abs. 4: In der Studie wird lediglich für die Photovoltaik ein expliziter Vergleich zwischen Trivialprognose und professioneller Prognose vorgenommen, woraus ein Korrekturfaktor von 0,4 abgeleitet wird. Für die übrigen Technologien erfolgt kein analoger Vergleich, wodurch implizit ein Korrekturfaktor von 1 resultiert. Dieser Ansatz bedeutet jedoch nicht, dass keine Ausgleichsenergiekosten anfallen, denn potenzielle Auswirkungen der aktiven

Bewirtschaftung im Einpreismodell sind nicht berücksichtigt. Um das bestehende Restrisiko auf Anlagen- und Portfolioebene zu berücksichtigen, ist aus unserer Sicht ein Korrekturfaktor von maximal 1 für alle anderen Technologien angemessen. Gleichzeitig weisen wir darauf hin, dass für eine methodisch robuste Weiterentwicklung der Regelung ein expliziter Vergleich zwischen Trivialprognose und professioneller Prognose auch für alle anderen Technologien ausser PV erforderlich ist.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...

- ¹ Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.
- ² (neu) Für Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 31. Dezember 2027 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten und eine Risikoprämie entrichtet, welches sich am jährlichen Durchschnitt des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts der jeweiligen Technologie der Jahre 2023-2024 orientiert, mindestens aber für
 - a. Windenergieanlagen und nicht steuerbare Wasserkraftanlagen 1,13 Rp./kWh
 - b. Steuerbare Wasserkraftanlagen 0,49 Rp./kWh
 - c. KVA mindestens 0,2 Rp./kWh
 - d. Übrige Biomasseanlagen 0,49 Rp./kWh

Zu Abs. 2: Eine Übergangslösung ist aus Sicht Alpiq zwingend erforderlich, da die Marktteure ihre Vermarktungsverträge für 2026 bereits auf der Annahme eines variablen Anteils in der Höhe der vergangenen Jahre abgeschlossen haben. Zudem ist eine Kündigung der Verträge auf Basis der Regulatory Change Clause verbunden mit einer Neuverhandlung nicht möglich, solange die EnFV sich in der Vernehmlassung und damit in einem Entwurfsstadium befindet.

Damit einerseits die bestehenden Vertragsverhältnisse geordnet angepasst werden können und gleichzeitig auch die Auswirkungen des Systemwechsels berücksichtigt werden können, ist eine Übergangsfrist bis am 31. Dezember 2027 angezeigt. Dadurch können in einem ersten Schritt in Q1 und Q2 2026 die Auswirkungen des Einpreismodell beobachtet werden und gleichzeitig die Einzelfallproblematik evaluiert werden. Auf dieser Grundlage soll dann eine methodisch belastbare Anschlusslösung erarbeitet werden, die die Spezifitäten des Risikos der einzelnen Technologien der Anlagen in der Direktvermarktung adäquat berücksichtigt und die finale Basis für die Vertragsverhandlungen bilden kann.

Die Höhe des variablen Bewirtschaftungsentgelts für die einzelnen Technologien während der Übergangsbestimmung sollen sich aufgrund der bestehenden Verträge an den Werten der Jahre 2023-2024 (Basisjahre der Studie) orientieren. Diese gilt es aufgrund des fundamentalen Systemwechsel bei den Ausgleichsenergiekosten jedoch regelmässig zu überprüfen.

Alpiq Holding SA
Chemin de Mornex 10
CH-1001 Lausanne
T +41 21 341 21 11
alpiq.com

ALPIQ

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Für Rückfragen oder eine allfällige Diskussion steht Ihnen Noémie Kipfer (noemie.kipfer@alpiq.com) gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Alpiq Holding AG



Antje Kanngiesser
CEO



Amédée Murisier
Head Assets

Axpo Services AG | Parkstrasse 23 | 5401 Baden | Switzerland

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihr Kontakt Thomas Porchet, Energiepolitik Schweiz
E-Mail thomas.porchet@axpo.com
Direktwahl T +41 56 200 31 45
Datum 12. Januar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungs- entgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung): Stellung- nahme der Axpo Group

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision der Energieförderverordnung (EnFV) und zu den Anpassungen bei der Berechnung und Vergütung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung Stellung nehmen zu können.

Allgemeine Bemerkungen

Axpo hat die Ambition, mit innovativen Energielösungen eine nachhaltige Zukunft zu ermöglichen. Axpo ist die grösste Schweizer Stromproduzentin und internationale Vorreiterin im Energiehandel und in der Vermarktung von Solar- und Windkraft. Mehr als 7000 Mitarbeitende verbinden Erfahrung und Know-how mit der Leidenschaft für Innovation und der gemeinsamen Suche nach immer besseren Lösungen. Axpo setzt auf innovative Technologien, um die sich stets wandelnden Bedürfnisse ihrer Kunden in über 30 Ländern in Europa, Nordamerika und Asien zu erfüllen.

Zur Vorlage

Die Vorgehensweise im Zusammenhang mit der vorliegenden Verordnungsänderung ist für uns nicht nachvollziehbar. Das Vernehmlassungsverfahren wurde am 1. Dezember 2025 eröffnet. Zu diesem Zeitpunkt war vom UVEK bereits entschieden worden, dass ab dem 1. Januar 2026 bis zum Inkrafttreten der vorliegenden

Anpassungen bei der Berechnung und Vergütung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung nur der fixe Anteil des Bewirtschaftungsentgelts ausbezahlt wird. Die variablen Anteile sollen erst im 3. Quartal 2026 ausbezahlt werden. Dieses Vorgehen schafft für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter grosse Rechtsunsicherheit. Die Höhe des variablen Anteils bleibt bis zur definitiven Festsetzung unklar, während sich Ausgleichsenergiekosten trotzdem materialisieren und entsprechenden Kosten anfallen können. Fraglich ist zudem, ob das UVEK über die Kompetenz verfügt, diese Übergangsregelung im heutigen Zeitpunkt bereits anzuordnen.

Weiter benachteiligt die vorgesehene Auszahlung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts ausschliesslich an PV-Anlagen alle übrigen Technologien und stellt eine weitere verdeckte Förderung dar, die im Gegensatz etwa zum Eigenverbrauch vom Gesetzgeber nicht vorgesehen ist.

Neben diesen grundsätzlichen Einwänden scheint aber auch die Begründung des Systemwechsels nicht schlüssig. Die der vorgeschlagenen Anpassung zugrunde liegende Studie geht davon aus, dass sich bei allen Technologien, ausser bei PV-Anlagen, die Erlöse und Kosten für Ausgleichsenergie im Einpreis-Modell ausgleichen. Selbst wenn dies stimmen sollte, ist damit für einzelne Anlagen das Risiko nicht ausgeschlossen, dass Ausgleichskosten zu tragen sind. Zudem unterliegen die Auszahlungsströme einer gewissen Varianz. Daraus ergibt sich das Risiko, dass die Ausgleichsenergiekosten die -erlöse übersteigen. Damit ein Dritter bereit ist, diese Risiken zu tragen, ist eine Risikoprämie für die Direktvermarktung notwendig, die letztlich zulasten der Einnahmen der Anlagenbetreiber gehen wird. Zudem kann nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne Anlagen aufgrund hoher individueller Risiken Mühe haben werden, überhaupt einen Direktvermarkter zu finden. Im alten Modell konnte sich die aufwändige Akquise und das Bündeln von Anlagen über die reduzierten Kosten für Ausgleichsenergie im gebündelten Portfolio (Portfolio-Effekt aufgrund des Spreads zwischen Short- und Long-Preisen) finanzieren. Das entfällt im neuen System, sodass insbesondere Neukunden nicht mehr den ursprünglichen KEV-Satz verdienen können. Dies widerspricht letztlich dem Gedanken einer Abnahmegarantie zu einem fixierten Preis, wie es im ursprünglichen KEV-System den Anlagenbetreibern versprochen wurde.

Schliesslich gründen die Schlussfolgerungen der Studie, die der vorgesehenen Revision der EnFV zugrunde liegt, auf einer historischen Betrachtungsweise. Anpassungen im Verhalten der Bilanzgruppe aufgrund der Einführung des Einpreis-Modells werden nicht ausreichend berücksichtigt. Prognosen bezüglich zukünftiger Ausgleichsenergiekosten sind daher sehr fehleranfällig und sollten nicht für eine grundlegende Änderung der Rahmenbedingungen herangezogen werden. Im Mindesten sollte eine Übergangsfrist vorgesehen werden, bis genügend Erfahrungswerte vorliegen, um einen Systemwechsel begründet und in Kenntnis möglicher Folgen vorzunehmen.

Antrag:

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt, das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt.

Abs. 2-6: *Streichen.*

² (neu) Die Höhe des fixen Anteils für die Vermarktungskosten beträgt für alle Technologien 0,11 Rp./kWh.

³ (neu) Der variable Anteil wird für die Übergangsphase in folgender Höhe fixiert:

- a. 1,13 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;
- b. 0,49 Rp./kWh bei Wasserkraftanlagen;
- c. 0,20 Rp./kWh bei KVA;
- d. 0,49 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom...

Für ~~Photovoltaikanlagen~~ Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

Begründung:

Solange die Auswirkungen des neuen Ausgleichsenergiepreissystems nicht absehbar sind, sollte die neue Methode nicht eingeführt werden, da sämtliche Technologien den Ausgleichsenergiekosten ausgesetzt werden, während PV diskriminierend bevorzugt wird.

Pragmatisch schlagen wir für eine Übergangsfrist von mindestens einem Jahr einen konstanten Wert basierend auf den vom BFE gelieferten Zahlen für 2023 (Ausgleichsenergiekosten) plus 0.11 Rp./kWh vor, um in der Zwischenzeit eine Methodenanpassung unter Berücksichtigung der Systemreaktion auf das neue Ausgleichsenergiepreissystem zu evaluieren.

Eventualantrag:

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt, das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten ~~in der Höhe von 0,11 Rp./kWh~~ und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt.

² ~~Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung wird pro kWh eingespeiste Elektrizität zusätzlich vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten ausgerichtet.~~ Die Höhe des fixen Anteils für die Vermarktungskosten beträgt für alle Technologien 0,11 Rp./kWh.

³ Die Höhe des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten entspricht den durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten pro kWh Elektrizität, die im entsprechenden Quartal aus allen lastganggemessenen ~~Photovoltaikanlagen~~ Anlagen in der Direktvermarktung eingespeist wird, mindestens einem fixen Zusatz zur Deckung des Risikos aus der Varianz.

⁴ Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen ~~Photovoltaikanlagen~~ Anlagen eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit ~~dem~~ einem Faktor ~~0,4~~ multipliziert. Die vereinfachte

Prognose basiert auf der am Vortag aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen Anlagen der jeweiligen Technologie eingespeisten Elektrizität. Der Faktor beträgt für Photovoltaikanlagen 0,4 und für alle anderen Technologien 1.

⁵ Resultiert ein negativer Wert, so beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten 0 Rp./kWh. Aufgrund der Varianz der Ausgleichsenergiekosten beträgt der variable Anteil des Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten mindestens:

- a. 0,57 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;
- b. 0,25 Rp./kWh bei Wasserkraftanlagen;
- c. 0,10 Rp./kWh bei KVA;
- d. 0,25 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom...

Für Photovoltaikanlagen Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

Begründung:

Will der Bund am beabsichtigten Systemwechsel festhalten, muss die Gleichbehandlung aller Technologien und eine Deckung der technologiespezifischen Risikoprämien gewährleistet werden. Entsprechend muss die vorgesehene Berechnungsmethode zur Ermittlung eines Schätzwertes für die Ausgleichsenergiekosten der PV-Anlagen auch auf alle anderen Technologien angewendet werden.

Gemäss erläuterndem Bericht sind für die Nicht-PV-Anlagen keine Ausgleichsenergiekosten zu erwarten. Entsprechend erscheint ein Korrekturfaktor von 1 zur Deckung des verbleibenden, kleinen Risikos als angemessen.

Mindestwerte für die Ausgleichsenergiekosten zu ermitteln, erweist sich als komplex. Aufgrund unserer Erfahrung lässt sich das Abstellen auf der Hälfte der Werte der Ausgleichsenergiekosten für das Jahr 2023 durchaus rechtfertigen. Aufgrund der fundamental unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreise ab 2026 sollten diese Werte in Zukunft aber überprüft werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse



Christoph Brand
CEO



Lukas Schürch
Head Corporate Public Affairs

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

BKW Energie AG
Viktoriaplatz 2
3013 Bern

www.bkw.ch

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihre Kontaktperson
André Hügli
andre.huegli@bkw.ch

Bern, 27. Januar 2026

Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision der Energieförderungsverordnung (EnFV) betreffend Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung äussern zu dürfen. Die BKW Energie AG (BKW) ist zum einen die grösste Netzbetreiberin und zum anderen eine der wichtigsten Stromproduzentinnen in der Schweiz. Sie übernimmt zudem für zahlreiche Betreiber von KEV-Anlagen die Direktvermarktung der Energie. Die BKW ist damit als (Mit-)Eigentümerin, Betreiberin und auch als Direktvermarkterin von KEV-Anlagen direkt von den geplanten Anpassungen der EnFV betroffen.

Die BKW anerkennt die Notwendigkeit einer Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts für die Direktvermarktung an den seit dem 1. Januar 2026 geltenden, neuen Ausgleichsenergiepreismechanismus, hat jedoch grosse Vorbehalte gegenüber dem zur Vernehmlassung stehenden Entwurf:

- Rechtmässigkeit des Vorgehens: Mit der äusserst späten Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens am 1. Dezember 2025, der geplanten Inkraftsetzung per 1. Juli 2026 und der rückwirkenden Anwendung ab dem 1. Januar 2026 sind die Grundsätze rechtsstaatlichen Handelns gemäss Art. 5 Bundesverfassung nicht gegeben. Die Situation hat nun eine erhebliche Rechtsunsicherheit zur Folge, welche das privatrechtliche Vertragsverhältnis zwischen dem Eigentümer der KEV-Anlage und dem Direktvermarkter in Frage stellt.
- Fehlende Übergangsregelung: Mit der fehlenden Rechtmässigkeit einher geht der Bedarf für eine Übergangsregelung: Die Anpassung des Direktvermarktungsentgelts bedeutet eine erhebliche Änderung der Rahmenbedingungen in der Geschäftsbeziehung zwischen Produzenten und Direktvermarktern (siehe unten). Gemäss Entwurf der EnFV sollen die neuen Vergütungssätze rückwirkend per 1. Januar 2026 in Kraft treten. Damit fehlt den Vertragsparteien die Möglichkeit, ihre Geschäftsbeziehungen vorgängig neu zu verhandeln, obwohl sie bereits mit deutlich tieferen Vergütungen konfrontiert wären. Hinzu kommt, dass die

Auswirkungen des neuen Ausgleichsenergiepreismechanismus bislang lediglich theoretisch bekannt sind und belastbare Erfahrungswerte fehlen. Im Gegensatz zum früheren Systemwechsel von der kostendeckenden Einspeisevergütung zur Einspeisevergütung mit Direktvermarktung existieren derzeit keine Erfahrungswerte, um die wirtschaftlichen Konsequenzen verlässlich abschätzen zu können.

- Herleitung der Ausgleichsenergiekosten: Die im Hinblick auf die Anpassung des Ausgleichsenergiepreismechanismus ausgearbeitete Studie von Neon Neue Energieökonomik GmbH erscheint aus unserer Sicht grundsätzlich folgerichtig, weist jedoch einige Schwachstellen auf, welche dann zu aus unserer Sicht falschen Schlussfolgerungen führen:
 - Die Erwartungswerte für die Ausgleichsenergiekosten dürften global über den gesamten Park einer Technologie (ausser PV) tatsächlich bei 0 CHF resultieren. Dabei wird aber nicht beachtet, dass die Ausgleichsenergiekosten individuell bei einer Anlage anfallen und davon auszugehen ist, dass der Erwartungswert bei einer einzelnen Anlage nicht eintritt. Damit kann nicht gefolgert werden, dass der Mittelwert der Ausgleichsenergiekosten und -erlöse aus einem Portfolio eines Direktvermarkters generell zu 0 CHF konvergiert. Anders ausgedrückt, die statistische Varianz bleibt komplett unberücksichtigt. Dies steht im Widerspruch zum Grundsatz, dass jede individuelle Anlage Anspruch auf eine angemessene Förderung hat.
 - Die Kleinwasserkraft kann nicht unabhängig von der Grosswasserkraft betrachtet werden. Bei entsprechenden Wetterlagen (z. B. grossräumige Niederschlagsereignisse) sind auch Kleinwasserkraftwerke (vor allem Laufwasserkraftwerke) Teil eines «common shocks» und sehen sich folglich mit hohen Ausgleichsenergiekosten konfrontiert.
- Fehlinterpretation zur Verwendung des Direktvermarktungsentgelts: Der variable Anteil des Bewirtschaftungsentgelts ist für eine wirtschaftliche Direktvermarktung der Energie aus KEV-Anlagen essenziell. Er deckt mitnichten nur die Ausgleichsenergiekosten, wie im erläuternden Bericht suggeriert: Mit der Förderung abhängig vom Referenzmarktpreis trägt der Direktvermarkter und/oder der Produzent ein erhebliches Produktionsprofilrisiko, welches mit dem variablen Anteil bis anhin gedeckt werden konnte. Dieser Aspekt ist bei der Kleinwasserkraft besonders ausgeprägt, da der mengengewichtete Referenzmarktpreis insbesondere durch steuerbare, mittelgrosse Anlagen bestimmt wird. Dadurch resultiert ein hoher Referenzmarktpreis für die geförderte Wasserkraft insgesamt und folglich eine kleinere Einspeiseprämie, welche die kleineren Laufwasserkraftwerke ohne Möglichkeit zur Produktionssteuerung ungenügend vergütet.

Aus den oben genannten Gründen schlagen wir ein zweistufiges Vorgehen vor: In einem ersten Schritt soll für die Jahre 2026 und 2027 **der bisherige variable Anteil des Bewirtschaftungsentgelts für die Direktvermarktung** übergangsweise **durch eine pauschale Vergütung (Erhöhung des Fixanteils) ersetzt werden**. Viele Anlagen in der Direktvermarktung sind als eigenständige Gesellschaften organisiert. Daher erfordert die Anpassung an die neuen regulatorischen Rahmenbedingungen, welche sich durch eine Revision der EnFV ergeben, und die daraus erforderliche Neuverhandlung von neuen Direktvermarktungsverträgen eine Vorbereitungszeit von mindestens sechs Monaten. Um eine gewisse Erfahrung mit dem neuen Ausgleichsenergiepreissystem und dessen Folgen für die Direktvermarktung zu gewinnen, muss zudem eine repräsentative Auswerteperiode sichergestellt werden. Daher ist die Einführung eines neuen Mechanismus für die Festlegung des Bewirtschaftungsentgelts erst in einem zweiten Schritt frühestens per 1.1.2028 vorzusehen.

Da sich die Produktionsprofilrisiken insbesondere bei der Kleinwasserkraft akzentuieren, sind wir darüber hinaus der Ansicht, dass die Ermittlung zweier **getrennter Referenzmarktpreise für steuerbare und nicht steuerbare Wasserkraftanlagen einzuführen sei**.

Generell ist anzumerken, dass die zu erwartende Weitergabe der gemäss Entwurf EnFV künftig nicht mehr gedeckten Ausgleichsenergiekosten (und Portfoliorisiken) von den Direktvermarktern auf die Produktionsgesellschaften dazu führen wird, dass für viele Produzenten die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen nicht mehr gegeben ist. In Konsequenz wird damit langfristig der Weiterbetrieb der Anlagen in Frage gestellt.

Im Anhang werden die konkreten Vorschläge zur Anpassung des Verordnungstextes dargestellt. Für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme bei der weiteren Behandlung des Geschäfts bedanken wir uns im Voraus und stehen Ihnen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

BKW Energie AG

Signiert von:

Kristin Brockhaus

90E97E37B79A4ED...
Kristin Brockhaus

Head Strategic Regulatory

DocuSigned by:

Roger Lüönd

7322E941763F49C...
Roger Lüönd

Head Asset Management Hydro

Änderungen der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung EnFV, 730.03)
Synoptische Darstellung der geplanten Änderungen im Verhältnis zum geltenden Recht

Geltender Verordnungstext	Vernehmlassungsentwurf vom 01.12.2025	BKW-Änderungsantrag	BKW-Kommentar
Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt ¹ Produzenten in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt, das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt. ² Die Höhe des fixen Anteils für die Vermarktungskosten beträgt für alle Technologien 0,11 Rp./kWh. ³ Der variable Anteil für die Ausgleichsenergiekosten berechnet sich als Produkt aus: a. dem Verhältnis des Durchschnitts der Ausgleichsenergiepreise für einen Monat zum Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2013–2015; und b. dem Basisbetrag nach Absatz 4. ⁴ Der Basisbetrag entspricht: a. bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen: 0,31 Rp./kWh; b. bei Wasserkraftanlagen: 0,12 Rp./kWh; c. bei KVA: 0,04 Rp./kWh; d. bei den übrigen Biomasseanlagen: 0,12 Rp./kWh.	Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt ¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh. ² Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung wird pro kWh eingespeiste Elektrizität zusätzlich vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten ausgerichtet. ³ Die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten entspricht den durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten pro kWh Elektrizität, die im entsprechenden Quartal aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeist wird. ⁴ Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit dem Faktor 0,4 multipliziert. Die vereinfachte Prognose basiert auf der am Vortag aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeisten Elektrizität.	¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh. <i>Abs. 2-6 streichen.</i> ² (neu) Das Bewirtschaftungsentgelt beträgt für die einzelnen Technologien a. 1,30 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen b. 0,57 Rp./kWh bei steuerbaren Wasserkraftanlagen c. 1,30 Rp./kWh bei nicht steuerbaren Wasserkraftanlagen d. 0,25 Rp./kWh bei Kehrrichtverbrennungsanlagen e. 0,57 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen	<i>Das Bewirtschaftungsentgelt sollte (übergangsweise) pauschal, d.h. ohne Unterscheidung zwischen fixem und variablem Anteil, ausgerichtet werden, um ausreichende Vorbereitungszeit für die Implementierung einer neuen Berechnungslogik für dieses Entgelt auszuarbeiten.</i> <i>Die Ansätze für die einzelnen Technologien orientieren sich am Mittelwert des bisherigen Bewirtschaftungsentgelts während der vergangenen Jahre (April 2023 bis März 2024).</i> <i>Bei der Wasserkraft ist zudem eine Unterscheidung zwischen steuerbaren und nicht steuerbaren Anlagen vorzusehen. Diese Unterscheidung würde hinfällig, falls diese bereits bei der Ermittlung des Referenzmarktpreises erfolgen würde.</i>

Geltender Verordnungstext	Vernehmlassungsentwurf vom 01.12.2025	BKW-Änderungsantrag	BKW-Kommentar
	⁵ Resultiert ein negativer Wert, so beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten 0 Rp./kWh. ⁶ Das BFE berechnet und veröffentlicht die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten vierteljährlich. Art. 108d (neu) Übergangsbestimmung zur Änderung vom ... Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.	Art. 108d (neu) Übergangsbestimmung zur Änderung vom ... Für Photovoltaikanlagen Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.	



Luzern, 05.02.2026

Kontakt
Direktwahl Ruedi Wermelinger
E-Mail 041 249 50 52
ruedi.wermelinger@ckw.ch

CKW • Postfach • 6002 Luzern

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie

E-Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung): Stellungnahme CKW

Sehr geehrter Herr Bundesrat,
sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision der Energieförderverordnung (EnFV) und zu den Anpassungen bei der Berechnung und Vergütung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung Stellung nehmen zu können.

Allgemeine Bemerkungen

CKW ist eine Verteilnetzbetreiberin mit überregionalem Versorgungsgebiet und verfügt über eine beachtliche Kapazität zur einheimischen Stromproduktion. Das Unternehmen versorgt über 200'000 Endkundinnen und Endkunden mit Strom. Darüber hinaus bietet CKW schweizweit innovative Produkte und Dienstleistungen unter anderem in den Bereichen Elektro, Photovoltaik, Wärmetechnik, E-Mobilität und Gebäudeautomation an. Die CKW-Gruppe beschäftigt rund 2'000 Mitarbeitende, davon rund 330 Lernende.

Als Teil der Axpo Group teilt CKW die Stellungnahme und die darin enthaltenen Anträge der Axpo in allen Punkten und verweist hiermit darauf. Des Weiteren unterstützt CKW die Stellungnahme des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) und verweist ebenfalls auf diese.

Grundsätzliches zur Vorlage

Die Vorgehensweise im Zusammenhang mit der vorliegenden Verordnungsänderung ist für uns nicht nachvollziehbar. Das Vernehmlassungsverfahren wurde am 1. Dezember 2025 eröffnet. Zu diesem Zeitpunkt hatte das UVEK bereits entschieden, dass ab dem 1. Januar 2026 bis zum Inkrafttreten der vorliegenden Anpassungen bei der Berechnung und Vergütung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung nur der fixe Anteil des Bewirtschaftungsentgelts

ausbezahlt wird. Die variablen Anteile sollen erst im 3. Quartal 2026 ausbezahlt werden. Dieses Vorgehen schafft für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter grosse Rechtsunsicherheit. Die Höhe des variablen Anteils bleibt bis zur definitiven Festsetzung unklar, während sich Ausgleichsenergiekosten trotzdem materialisieren und entsprechenden Kosten anfallen können. Fraglich ist zudem, ob das UVEK über die Kompetenz verfügt, diese Übergangsregelung im heutigen Zeitpunkt bereits anzuordnen.

Die vorgesehene Auszahlung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts ausschliesslich an PV-Anlagen benachteiligt alle übrigen Technologien und stellt eine weitere verdeckte Förderung für PV-Anlagen dar, die im Gegensatz etwa zum Eigenverbrauch vom Gesetzgeber nicht vorgesehen ist.

Neben diesen grundsätzlichen Einwänden scheint aber auch die Begründung des Systemwechsels nicht schlüssig. Das Gutachten behauptet, dass nur Photovoltaik in das «Common-Shocks»-Regime fällt. Dieser Aussage kann nicht zugestimmt werden, da einerseits grossflächige Wetterphänomene (z. B. grossflächige Gewitter) zu «Common Shocks» der gesamten Laufwasserkraft führen können und andererseits Föhnereignisse und regionale Gewitter zu erheblichen Auswirkungen auf die vorhergesehene Produktion von Laufwasserkraftwerken und Windkraftanlagen führen können – und zwar in beide Richtungen (deutlich höhere Produktion als erwartet bzw. ausfallende Produktion aufgrund von notwendigen Abschaltungen).

Im Gutachten wird der Fall eines Ausfalls eines grossen Kraftwerkes nicht weiter berücksichtigt. Damit wird vernachlässigt, dass ein solches Ereignis in Kombination mit einem regionalen Wetterphänomen zu hohen Ausgleichsenergiekosten für KEV-Kraftwerke führen kann. Dies zeigt auch, dass das Risikoprofil für den Dienstleister – beispielsweise aufgrund eines unerwarteten Ausfalls einer Anlage – nicht symmetrisch, sondern asymmetrisch verteilt ist und folglich zwingend in geeigneter Weise im Bewirtschaftungsentgelt zu berücksichtigen ist.

Es mag zutreffend sein, dass der langfristige Erwartungswert der Ausgleichsenergiekosten für den gesamten Schweizer Produktionspark mit dem Einpreismodell ungefähr null beträgt. Diese Argumentation stimmt aber nicht für das Portfolio eines Dienstleisters im Allgemeinen und für eine einzelne Produktionsanlage im Speziellen. Unberücksichtigt bzw. unvergütet bleibt mit der Streichung der vorgeschlagenen variablen Komponente des Bewirtschaftungsentgelts zudem das Streuungsrisiko der Ausgleichsenergiekosten.

Daraus ergibt sich das Risiko, dass die Ausgleichsenergiekosten die -erlöse übersteigen. Damit ein Dritter bereit ist, diese Risiken zu tragen, ist eine Risikoprämie für die Direktvermarktung notwendig, die letztlich zulasten der Einnahmen der Anlagenbetreiber gehen wird. Zudem kann nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne Anlagen aufgrund hoher individueller Risiken Mühe haben werden, überhaupt einen Direktvermarkter zu finden. Im alten Modell konnte sich die aufwändige Akquise und das Bündeln von Anlagen über die reduzierten Kosten für Ausgleichsenergie im gebündelten Portfolio (Portfolio-Effekt aufgrund des Spreads zwischen Short- und Long-Preisen) finanzieren. Das entfällt im neuen System, sodass insbesondere Neukunden nicht mehr den ursprünglichen KEV-Satz verdienen können. Dies widerspricht letztlich dem Gedanken einer Abnahmegarantie zu einem fixierten Preis, wie es im ursprünglichen KEV-System den Anlagenbetreibern versprochen wurde.

Schliesslich gründen die Schlussfolgerungen der Studie, die der vorgesehenen Revision der EnFV zugrunde liegt, auf einer historischen Betrachtungsweise. Anpassungen

im Verhalten der Bilanzgruppe aufgrund der Einführung des Einpreis-Modells werden nicht ausreichend berücksichtigt. Prognosen bezüglich zukünftiger Ausgleichsenergiekosten sind daher sehr fehleranfällig und sollten nicht für eine grundlegende Änderung der Rahmenbedingungen herangezogen werden. Im Mindesten sollte eine Übergangsfrist vorgesehen werden, bis genügend Erfahrungswerte vorliegen, um einen Systemwechsel begründet und in Kenntnis möglicher Folgen vorzunehmen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen gerne für eine vertiefte Diskussion zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Martin Schwab
CEO



Ruedi Wermelinger
Senior Regulatory Manager

Luppenstrasse 1 | CH-8320 Fehraltorf

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

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihr Zeichen	Av
Unser Zeichen	Björn Avak
Kontakt	+41 58 595 12 14
Direktwahl	bjoern.avak@electrosuisse.ch
E-Mail	14. Januar 2026
Datum	

Vernehmlassung betreffend Revision Energieförderungsverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Einladung zur Stellungnahme.

Electrosuisse hat zum Vernehmlassungsverfahren «Revision Energieförderungsverordnung» keine Anmerkungen.

Freundliche Grüsse

Electrosuisse



Björn Avak
Geschäftsführer

Per Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Zuständig Marie Oswald
Telefon direkt 058 319 49 87
E-Mail marie.oswald@ewz.ch
Datum 02. Februar 2026

**Stellungnahme zur Änderung der Energieförderungsverordnung
(Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)**

Sehr geehrte Damen und Herren

Derzeit läuft die Vernehmlassung zur Änderung der Energieförderungsverordnung.
Gerne nehmen wir in der angesetzten Frist dazu Stellung.

ewz ist als Betreiber und Direktvermarkter von KEV-Anlagen von den Änderungen betroffen. ewz anerkennt, dass aufgrund des Wechsels vom Zweipreis- auf das Einpreismodell bei der Bestimmung der Ausgleichsenergiekosten ein Systemwechsel erfolgen soll. Wir teilen jedoch die Annahme nicht, dass der langfristige Erwartungswert der Ausgleichsenergiekosten mit dem Einpreismodell für Portfolios von Anlagen bzw. insbesondere Einzelanlagen ungefähr null beträgt. So können speziell bei grösseren Anlagen, wie Biomasse- und Kehrriichtverbrennungsanlagen, Ausfälle zu hohen Ausgleichsenergiekosten führen. Ebenso können grossflächige oder regionale Wetterphänomene (z.B. grosse Gewitterfronten, Gewitterzellen) nicht nur bei der Photovoltaik, sondern auch bei Laufwasserkraftwerken zu "common shocks" führen und starke Auswirkungen auf die Produktion haben

Mit der vorgeschlagenen Anpassung wird die Situation für den Direktvermarkter unattraktiv, da er bei solchen Ausfällen die Ausgleichsenergiekosten selbst tragen muss. Andererseits wird die Situation für den Produzenten unattraktiv, wenn er keinen Direktvermarkter mehr findet oder die Ausgleichsenergiekosten vom Direktvermarkter überwältzt erhält. Somit wird die Wirksamkeit des Förderinstruments untergraben.

Aus Sicht ewz ist es wichtig, dass die neue Regelung für Direktvermarkter und Produzenten tragbar bleibt. ewz fordert deshalb, dass eine zweijährige Übergangsphase bis zum 31. Dezember 2027 eingeführt werden soll, damit Erfahrungen mit dem Einpreismodell gesammelt werden können und eine neue für die Direktvermarktung tragbare Regelung ausgearbeitet werden kann. Während dieser Übergangsphase hat das Bewirtschaftungsentgelt weiterhin für alle Technologien aus

einem fixen Teil für die Vermarktungskosten und einem variablen Teil für die Ausgleichsenergiekosten zu bestehen, wobei für den variablen Teil ein Minimum zu definieren ist, dass dem Wert aus dem Jahr 2023 entspricht.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen bedanken wir uns und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Direktor

Benedikt Loepfe

Leiter Media & Public Affairs

Harry Graf



**Elektrizitätswerke
des Kantons Zürich**

Dreikönigstrasse 18
Postfach
8022 Zürich

Telefon 058 359 51 11

EKZ, Postfach, 8022 Zürich

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Zuständig Claudio Maag
Datum 4. Februar 2026

Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) nehmen zu der im Titel genannten Vernehmlassungsvorlage wie folgt Stellung:

EKZ wird durch das EKZ-Gesetz vom 19. Juni 1983 beauftragt, den Kanton Zürich – ausgenommen das Gebiet der Stadt Zürich – wirtschaftlich, sicher und umweltgerecht mit elektrischer Energie zu versorgen. Als Betreiberin von Photovoltaikanlagen, Laufwasser- und Holzheizkraftwerke – sogenannte KEV-Anlagen in der Direktvermarktung – sind wir als Unternehmen von der Verordnungsänderung direkt betroffen.

Wir anerkennen, dass aufgrund des Wechsels vom Zweipreis- auf das Einpreismodell bei der Bestimmung der Ausgleichsenergiekosten ein Systemwechsel erfolgt. Dieser muss in der Verordnung abgebildet werden.

Jedoch liegt dem Vorschlag des Bundesrates ein Gutachten des BFE zugrunde, das mit der Historie (und dem damit bis Ende 2025 noch gültigen Regime) Abschätzungen zum neuen Regime (mit dem Einpreismodell) macht. Diese Extrapolation der Historie auf die Zukunft wird von EKZ in Frage gestellt. Die langfristig erwarteten Ausgleichsenergiekosten mögen für den gesamten Schweizer Produktionspark im Einpreismodell gegen null tendieren. Für das Portfolio eines Dienstleisters und für einzelne Anlagen trifft dies jedoch nicht zu. Mit der Streichung der variablen Komponente des Bewirtschaftungsentgelts bleibt zudem das Streuungsrisiko der Ausgleichsenergiekosten unberücksichtigt und unvergütet.

Das Gutachten ordnet lediglich Photovoltaikanlagen dem «Common-Shocks»-Regime zu. Die EKZ widersprechen dem, da auch grossräumige Wetterlagen wie Gewitterzellen sowie Föhn- und regionale Gewitterereignisse erhebliche gemeinsame Produktionsabweichungen bei Laufwasser- und Windkraftanlagen verursachen können – sowohl mit deutlich höherer als auch mit ausfallender Produktion.

Das Gutachten berücksichtigt den möglichen Ausfall eines grossen Kraftwerks nicht. In Kombination mit regionalen Wetterereignissen kann ein solcher Ausfall jedoch erhebliche Ausgleichsenergiekosten für KEV-Anlagen verursachen. Dies verdeutlicht, dass das Risikoprofil für den Dienstleister asymmetrisch ist und deshalb zwingend angemessen im Bewirtschaftungsentgelt abgebildet werden muss.

Die neue Regelung macht das Direktvermarktermodell unattraktiv, da das Risiko des Dienstleisters ohne variable Entgeltkomponente nicht mehr abgegolten wird. Dies gefährdet die Marktfähigkeit erneuerbarer KEV-Anlagen und kann dazu führen, dass Betreiber keinen Dienstleister mehr finden. Zudem liegt bei vielen Kleinlaufwasserkraftwerken eine deutliche Diskrepanz zwischen Referenz-Marktpreis und den effektiv erzielbaren Spotmarkterlösen vor. Da grössere speicherfähige KEV-Wasserkraftwerke den Referenzpreis verzerren, werden kleinere Anlagen benachteiligt. Die bisherige variable Komponente des Bewirtschaftungsentgelts hat dieses Produktionsprofilrisiko abgefedert – dieser Ausgleich entfällt nun.

Die Weitergabe der Ausgleichsenergiekosten von den Bewirtschaftern an die Produzenten wird nach unserer Auffassung zu einer nachhaltigen Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit der betroffenen Anlagen führen. Im ungünstigsten Fall kann dies zu negativen Jahresergebnissen führen und Produzenten langfristig dazu veranlassen, den Weiterbetrieb ihrer Anlagen unter den neuen Rahmenbedingungen grundsätzlich in Frage zu stellen. Besonders kritisch ist zudem die rückwirkende Anpassung des Vergütungsmodells, welche voraussichtlich zu einer weiteren Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit führen wird.

Anträge der EKZ:

- Die EKZ beantragen die Erhöhung des fixen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts zur Deckung der Verluste aus der Referenzmarktpreismethode.
- Zudem beantragen die EKZ die Beibehaltung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für sämtliche Technologien.

Wir bitten Sie, unsere Eingaben zu berücksichtigen. Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Elektrizitätswerke des Kantons Zürich

Karl Resch
Leiter Regulierungsmanagement und
Netzwirtschaft

Claudio Maag
Leiter Regulierungsmanagement

Stellungnahme zur Vernehmlassung «Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)»

Sehr geehrte Damen und Herren

Im Namen der enalpin AG und der FMV SA danken wir Ihnen für die Möglichkeit, zur oben genannten Vernehmlassung Stellung zu nehmen. Beide Unternehmen sind als Direktvermarkter im Schweizer Strommarkt tätig und bewirtschaften Kleinwasserkraftanlagen mit einer jährlichen Produktionsmenge von rund 130 GWh (enalpin) beziehungsweise 170 GWh (FMV). Zudem sind beide Gesellschaften Minderheitsbeteiligte an mehreren KEV-Wasserkraftwerken, welche mehrheitlich im Eigentum von Gemeinden stehen.

Vorliegende Stellungnahme erfolgt aus der Perspektive von Direktvermarktern sowie von wirtschaftlich mitbetroffenen Produzenten und fokussiert sich auf die wasserkraftspezifischen Auswirkungen der geplanten Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts.

Anpassung Bewirtschaftungsentgelts - Abweichung zwischen Studienannahmen und Praxis

Gemäss Erläuterndem Bericht zur Revision vom Mai 2026 der Energieförderungsverordnung ist vorgesehen, den variablen Anteil des Bewirtschaftungsentgelts für Wasserkraft zu streichen. In der Folge würde sich das Bewirtschaftungsentgelt inkl. Ausgleichsenergie von bisher rund 1 Rp./kWh im Jahr 2024 auf künftig lediglich 0,11 Rp./kWh reduzieren:

- Diese deutliche Reduktion stützt sich auf die Annahme, dass bei Wasserkraftanlagen aufgrund einer guten Prognosegenauigkeit nur geringe oder vernachlässigbare Kosten für Ausgleichsenergie anfallen. Diese Annahme deckt sich nicht mit unseren praktischen Erfahrungen. Nach eingehender Analyse zeigt sich, dass auch unter Anwendung des neuen Modells weiterhin signifikante Kosten für Ausgleichsenergie anfallen werden. Diese können sich, je nach hydrologischem und meteorologischem Jahr, auf rund 0,3 Rp/kWh belaufen.
- Die Zahlungsströme bleiben im Rahmen des neuen Modells weiterhin variabel, was ein nicht unerhebliches wirtschaftliches Risiko für die Betreibenden der Anlagen darstellt.

Sicht als direktvermarktende Unternehmen

Aus Sicht der Direktvermarkter ist eine angemessene Kompensation für die Risikoverlagerung zwingend erforderlich. Andernfalls die Möglichkeit besteht, dass künftig neue Direktvermarktungsverträge nicht abgeschlossen oder bestehende Verträge nicht verlängert werden.

Auswirkungen auf die Produzenten

Der Grossteil der betroffenen Anlagen befindet sich im Eigentum von Gemeinden, enalpin und FMV. Überwiegend handelt es sich um nicht-steuerbare Wasserkraftanlagen – insbesondere Laufwasserkraftwerke –, die durch die geplanten Änderungen besonders betroffen sind. Für diese Anlagen besteht mit der geplanten Revision das Risiko von Tarifrückführungen oder dem Ausschluss aus bestehenden Direktvermarktungsverträgen.

Systemische Fragestellung und Referenzmarktpreis

Weiter bedeuten die geplanten Anpassungen einen Bruch mit der seit 2017 geltenden Praxis der Abnahmegarantie zum Festpreis. Bislang wurde den Direktvermarktenden der gleiche Preis garantiert, unabhängig von Marktschwankungen.

Mit der geplanten Revision der Energieförderungsverordnung wird zudem das Problem des Referenzmarktpreises verschärft: Steuerbare und geförderte Grossanlagen (KEV/EVS) sind flexibel und können auf hohe Marktpreise reagieren, dadurch profitieren sie besonders stark. Im Gegensatz dazu sind nicht-steuerbare Anlagen benachteiligt, da sie hauptsächlich von den aktuellen Wetterbedingungen abhängig sind und weniger von Preisschwankungen profitieren.

Es ist weiter davon auszugehen, dass die Verzerrung des Referenzmarktpreises durch die steuerbaren Anlagen wahrscheinlich nicht ausreichend berücksichtigt wurde. Der Ansatz ist bislang theoretischer Natur und gründet auf einer retrospektiven Analyse. Seine praktische Bewährung steht noch aus.

Zentrale Problemstellung

Bei Beibehaltung der geplanten Bestimmungen zur Anpassung des Bewirtschaftungsentgeltes scheint künftig eine kostendeckende und damit wirtschaftlich tragbare Vermarktung für nicht-steuerbare Wasserkraftanlagen unwahrscheinlich. Die Anlagen sind in stark von externen, meteorologischen Einflussfaktoren wie Temperatur, Niederschlagsmengen und Extremereignissen abhängig. Die Annahme einer hohen Prognosegenauigkeit, wie sie in der Studie angenommen wird, lässt sich angesichts dieser Unsicherheiten nicht aufrechterhalten.

Forderungen der enalpin und der FMV:

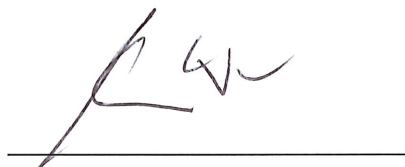
Vor dem Hintergrund der oben dargelegten Argumentation beantragen wir daher die nachfolgend aufgeführten Anpassungen:

- Festlegung einer Übergangsfrist von mindestens einem Jahr zur Implementierung des neuen Modells.
- Prüfung einer zukünftig differenzierten Festsetzung des Referenzmarktpreises für steuerbare und nicht steuerbare Anlagen.
- Festsetzung des Bewirtschaftungsentgeltes für nicht flexible Wasserkraftanlagen während der Übergangsfrist auf mindestens 0,4 Rp/kWh.
- Ausgestaltung des Bewirtschaftungsentgeltes für nicht flexible Wasserkraftanlagen nach analoger Logik wie bei Photovoltaikanlagen.

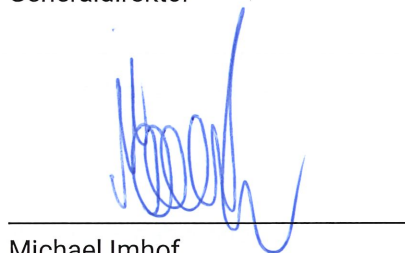
Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer vorgebrachten Ausführungen und Anliegen.

Freundliche Grüsse

FMV SA

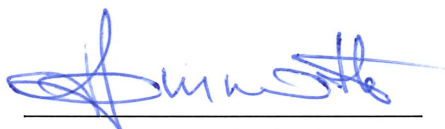


Stéphane Maret
Generaldirektor

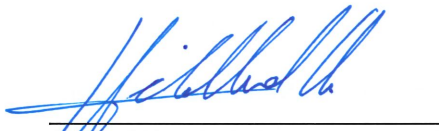


Michael Imhof
Energiewirtschaft

enalpin SA



Diego Pfammatter
Leiter Bereich Produktion



Urs Hildbrand
Leiter Bereich Vertrieb / Energiewirtschaft

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

Per E-Mail an:

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

I/Ref.:
U/Ref.: JKA/ALE

Brig-GLIS, 4. Februar 2026

Stellungnahme zur Vernehmlassung der Teilrevision der Energieförderungsverordnung (EnFV)

Sehr geehrte Damen und Herren

Bei der Teilrevision der Energieförderverordnung (EnFV) geht es um die Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts für Produktionsanlagen von erneuerbarer Energie in der Direktvermarktung. Die EnBAG-Gruppe betreibt insgesamt vier Laufwasserkraftwerke in der Direktvermarktung und ist geschäftsführend für die Kraftwerk Heidadorf AG mit zwei weiteren direktvermarkteten Laufwasserkraftwerken. Die geplanten Änderungen sind für uns und andere unabhängige Produzenten von erneuerbarem Strom aus einheimischer Wasserkraft von erheblicher Bedeutung. Daher erlauben wir uns eine Stellungnahme zum Vernehmlassungsentwurf.

Da wir keine eigenen Energiehandelsstrukturen besitzen, sind wir auf die Dienstleistungen externer Direktvermarkter angewiesen. Die vorgesehene Revision greift in die heutigen Mechanismen ein, welche es uns heute überhaupt ermöglichen, den seinerzeit zugesicherten EVS-Satz zuverlässig zu erreichen.

Bei unseren EVS-Kraftwerken handelt es sich ausschliesslich um Wasserkraftanlagen, deren Produktion naturgemäss nicht steuerbar ist. Die Erzeugung hängt von hydrologischen Entwicklungen ab, die trotz moderner Prognose-Systeme immer wieder zu Abweichungen gegenüber dem erwarteten Produktionsprofil führen. Zusätzlich erhöhen unvorhersehbare Wetterereignisse – etwa im Vergleich zur Prognose verzögert eintreffende oder abweichend verlaufende Gewitterfronten – das Risiko von zeitgleich über weite Teile der Schweiz herrschenden Ungleichgewichten deutlich. In solchen Situationen korrelieren hohe Prognosefehler stark mit hohen Ausgleichsenergiepreisen, welche die potenziellen Vorteile systemdienlicher Abweichungen auch weiterhin deutlich übertreffen. D.h. Prognoseunsicherheiten verursachen auch künftig Ausgleichsenergiekosten, die weder durch operative Eingriffe kompensiert noch durch flexible Anlagenkonzepte entschärft werden können.



Diese Abweichungen lassen sich auch mit dem neuen Einpreismodell nicht vermeiden, da Niederschlagsverzögerungen, regionale Wetterphänomene oder saisonale Besonderheiten weiterhin zu systematischen Prognosefehlern führen. Diese Prognoseunsicherheiten verursachen auch künftig Ausgleichsenergiekosten, die weder durch operative Eingriffe kompensiert noch durch flexible Anlagenkonzepte entschärft werden können.

Für uns ist es entscheidend, dass Direktvermarkter bereit sind, diese Markt- und Prognoserisiken zu übernehmen. Die vorgesehenen Anpassungen an der EnFV führen jedoch dazu, dass die Risikoverteilung in der Direktvermarktung einseitig zulasten nicht steuerbarer Produzenten verschoben wird. Bereits heute zeichnen sich Entwicklungen ab, die darauf hindeuten, dass Direktvermarkter ohne variable Entgeltkomponente zunehmend zögern, neue Wasserkraftanlagen in die Direktvermarktung aufzunehmen oder bestehende Verträge zu den bisherigen Konditionen zu verlängern. Dies liegt insbesondere daran, dass die tatsächlichen Ausgleichsenergiekosten bei Wasserkraftwerken keineswegs zu vernachlässigen sind und sich diese Risiken nicht vollständig über grössere Portfolios hinweg neutralisieren lassen. Wenn diese Kosten künftig nicht mehr über einen variablen Entgeltmechanismus gedeckt werden, werden sie entweder vollständig auf die Produzenten abgewälzt oder führen dazu, dass Direktvermarkter vom Markt zurücktreten.

Ohne geeignete Direktvermarktungsverträge ist es uns nicht mehr möglich, den gesetzlich zugesicherten EVS-Satz zu erreichen. Die Direktvermarktung ist nicht eine Option, sondern eine Voraussetzung für die Auszahlung des EVS-Beitrags. Wenn die vorgesehenen Änderungen dazu führen, dass sich keine Direktvermarkter mehr finden oder diese nur zu Konditionen bereit sind, die den EVS-Satz faktisch unterlaufen, wird das grundlegende Ziel der Fördermechanismen verfehlt. Die Rückwirkung ist erheblich, da bestehende Investitionen und Finanzierungsmodelle auf der Erwartung basieren, dass der EVS-Satz während der Förderperiode zuverlässig erreicht werden kann. Eine Verschlechterung der Vermarktungskonditionen bedeutet unmittelbar eine wirtschaftliche Verschlechterung unserer Anlagen und gefährdet langfristig deren Betrieb sowie den Fortbestand der regionalen erneuerbaren Erzeugung.

Vor diesem Hintergrund erscheint es uns zwingend, dass das Bewirtschaftungsentgelt so ausgestaltet wird, dass die realen Vermarktungs- und Prognoserisiken weiterhin abgedeckt sind. Der fixe Anteil allein kann dies nicht leisten, da er weder die Varianz der Produktionsprognosen noch die regelmässig auftretenden wetterbedingten Abweichungen widerspiegelt. Die Beibehaltung eines variablen Entgeltbestandteils ist daher zentral, um das wirtschaftliche Gleichgewicht in der Direktvermarktung zu erhalten und sicherzustellen, dass Produzenten wie wir überhaupt in der Lage sind, den EVS-Satz zu erzielen. Gleichzeitig erachten wir eine Anpassung des fixen Anteils als notwendig, da auch strukturelle Marktverzerrungen und systematische Unterschiede zwischen Spotmarkt und Referenzmarktpreis zu wirtschaftlichen Einbussen führen, die nicht durch prognostische Verbesserungen oder operative Massnahmen kompensiert werden können.

Darüber hinaus halten wir eine Übergangsfrist für unabdingbar. Die Branche steht vor einem Systemwechsel, dessen Auswirkungen im realen Betrieb erst über eine gewisse Zeit beobachtbar sein werden. Direktvermarkter müssen ihre Prozesse und Vertragsstrukturen anpassen, und auch die Produzenten benötigen Zeit, um betriebliche und finanzielle Risiken neu zu beurteilen. Eine zu schnelle Umsetzung würde unnötige Unsicherheiten schaffen und die Gefahr erhöhen, dass der Zugang zur Direktvermarktung zeitweise unterbrochen wird, was wiederum die Auszahlung des EVS-Beitrags direkt gefährden würde.



Zusammenfassend ersuchen wir das BFE, insbesondere das zentrale Risiko ernst zu nehmen, dass Wasserkraftproduzenten ihren EVS-Satz bei einer unzureichenden Ausgestaltung des Bewirtschaftungsentgelts künftig nicht mehr erreichen können. Wir bitten daher um eine Revision, die den fixen Anteil angemessen erhöht, den variablen Bestandteil beibehält und eine angemessene Übergangsfrist vorsieht, um die Funktionsfähigkeit der Direktvermarktung auch für Produzenten zu sichern und die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen nicht zu gefährden.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und hoffen, dass unsere Anliegen Berücksichtigung finden. Gerne sind wir bereit, unsere Darlegungen weiter auszuführen und stehen dafür gerne für Gespräche bereit.

Freundliche Grüsse
EnBAG AG

D. Wyder
Leiter Vertrieb

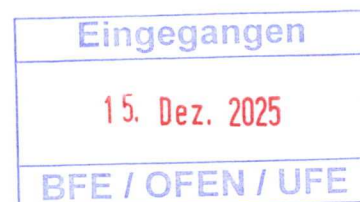
J. Kalbermatten
Leiter Energie

Kopie per E-Mail an:

- Swiss Small Hydro, martin.boelli@swissmallhydro.ch
- Hydro Suisse, andreas.stettler@hydrosuisse.ch
- VSE, info@strom.ch

EINSCHREIBEN

Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
3003 Bern
Per Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch



Unsere Zeichen bur

Datum 12.12.2025

Stellungnahme von energieUri in der Vernehmlassung zur Revision der Energieförderungsverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung. Bei der Teilrevision der Energieförderungsverordnung (EnFV) geht es um die Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts für Produktionsanlagen für erneuerbaren Strom in der Direktvermarktung.

EnergieUri ist ein breit aufgestellter Energiedienstleister mit jahrzehntelanger Erfahrung in der Energiewirtschaft und der Bewirtschaftung von Kraftwerken. Seit 2018 vermarkten wir zahlreiche Laufwasserkraftwerke, Windanlagen und die alpine Photovoltaikanlage Sidenplangg in der Direktvermarktung und haben uns dabei einen grossen Erfahrungsschatz zulegen können. Wir kennen daher die Herausforderungen der Bewirtschaftung solcher Kraftwerke bestens. Zudem haben wir umfassende Erfahrungen in der Prognoseerstellung mit gebietsscharfen Prognosemodellen und der Bilanzierung von Laufwasserkraftwerken und Windpark im Alpenraum. Aus diesen Gründen reichen wir eine Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung ein.

Aus unserer Sicht zieht die Studie zum Bewirtschaftungsentgelt, auf welcher die Revision der Energieförderungsverordnung basiert, ungenügend fundierte und in der Praxis nicht haltbare Schlussfolgerungen. Würde der Art. 26 EnFV gemäss dem Vorschlag der UVEK revidiert, würden hohe ungedeckte Zusatzkosten bei den Direktvermarktern beziehungsweise den Produzenten anfallen.

Prognostizierbarkeit von erneuerbaren Energien

Die Herausforderungen in der Prognostizierbarkeit der Windenergie erkennt die Studie, stuft diese jedoch aufgrund der tiefen installierten Leistung in der Schweiz als vernachlässigbar ein. Auf der Stufe des einzelnen Produzenten stellt die stark fluktuierende Windproduktion neben der Herausforderung der Prognostizierbarkeit zudem einen erhöhten Betreuungsaufwand innerhalb des Tages dar. Die Abweichungen aus der stark fluktuierenden Windproduktion müssen antizipiert und allenfalls mit Intraday Geschäften kompensiert werden. Der variable Anteil des aktuellen Bewirtschaftungsentgelts ist für die Windenergievermarktung essenziell. Eine Streichung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts wird dazu führen, dass sich keine Direktvermarkter für Windenergie mehr finden lassen respektive die Betreiber und Produzenten starke Einbussen zu befürchten haben.

Hohe Verlust durch die Referenzmarktpreismethode

Durch die Anwendung der Referenzmarktpreismethode entsteht ein systematischer und substanzieller Verlust durch die Differenz von Spotmarkt zu Referenzmarktpreis, welcher die Produzenten heute schon zu tragen haben. Dieser Verlust ist zwar durch den Wechsel vom Quartalsreferenzmarktpreis zum monatlichen Referenzmarktpreis kleiner geworden. Unsere Auswertungen zeigen aber, dass nach wie vor fast in jedem Monat substanzielle Verluste durch diese Methode erzeugt werden, insbesondere bei der alpinen Wasserkraft.

Ergebnisse der Studie im Auftrag des BFE

Die Annahme der Studie, dass mit Ausnahme der Photovoltaik, der Erwartungswert der Ausgleichsenergiekosten im neuen Einpreismodell Null beträgt, hält aus unserer Sicht nicht. Unserer Ansicht zufolge besteht auch bei der Wasserkraft, insbesondere bei der Laufwasserkraft, das Risiko eines Common Shocks. Wie in der Studie richtig erkannt wurde, hält auch die Laufwasserkraft einen bedeutenden Anteil im Stromproduktionsmix der Schweiz. Trifft beispielsweise eine prognostizierte Regenfront verspätet ein, sind eine Vielzahl von Laufwasserkraftproduzenten mit dem gleichen systematischen und mit dem Preis-spread korrelierten Prognosefehler konfrontiert. Diese Tatsache wird zusätzlich verstärkt durch die Problematik, dass die Prognosen der meisten Wasserkraftproduzenten in der Schweiz auf ein und demselben Wettermodell beruhen. Trotz unserer grossen Erfahrung in der alpinen Prognoseerstellung und der Verwendung von KI-basierten, gebietsscharfen Prognose-Systemen, sind wir regelmässig mit grösseren Abweichungen von der Prognose zum Ist-Lastgang konfrontiert. Die fehlende Flexibilität der Laufwasserkraftwerke verhindern dann aber eine Korrektur dieser Abweichung und es entsteht systematisch Ausgleichsenergie.

Die Aussage der Studien zu der guten Prognostizierbarkeit von Laufwasserkraft können wir mit den Autoren nicht teilen. Laufwasserkraft für den Day-Ahead Markt zu prognostizieren, birgt erhebliche Schwierigkeiten. So müssen die erwarteten Niederschlagsmengen aber auch der Sättigungsgrad der Böden, die Schneefallgrenze und der genaue Zeitpunkt des Eintreffens einer Regenfront oder eines Gewitters geschätzt werden. Abweichungen von der Day-Ahead Prognose zur kurzfristigen Prognose können erheblich sein. Zudem sind insbesondere im Sommerhalbjahr immer wieder Komplettabschaltungen von einzelnen Kraftwerken infolge starken Gewinnern notwendig, um Anlagenschäden zu vermeiden.

Weiter ist die Laufwasserkraft unmittelbar von kurzfristigen Wetterumschwüngen betroffen. Die Studie vernachlässigt Wetterereignisse wie beispielsweise Gewitter mit Starkniederschlägen. Diese stellen für die Wasserkraftwerke, insbesondere für die Laufwasserkraft, eine erhebliche Problematik dar. Als Beispiel hatte ein Gewitter am 21. Juni 2024 zu einer starken Unterdeckung der Regelzone geführt aufgrund von schweizweit zahlreichen Ausfällen von Wasserkraftwerken. Dies resultierte in hohen Ausgleichsenergiepreisen mit bis zu 6'025 EUR/MWh im neuen Einpreismodell. Auch bei energieUri beliefen sich die Ausgleichsenergiekosten aufgrund eines zweistündigen Maschinenausfalls eines Laufwasserkraftwerks in der Direktvermarktung, als Folge der Starkniederschläge, auf eine erhebliche Summe. Die Erträge aus systemdienlichen Abweichungen vermochten im Jahr 2024 auch im Einpreismodell die erheblichen Kosten aus einzelnen Ereignissen nicht auszugleichen. Das Risiko von extrem hohen Ausgleichsenergiepreisen während einzelner Viertelstunden bleibt auch im Einpreismodell weiter bestehen. Diese Tatsache wird durch die Einführung einer Knappheitsprämie im neuen Modell weiter verstärkt. Dieses Risiko muss dem Direktvermarkter abgegolten werden. Dem variablen Anteil des Bewirtschaftungsentgelts kommt genau diese Aufgabe zu und hat aus der Sicht von energieUri auch mit dem neuen Einpreismodell seine Aufgabe zu erfüllen.

EnergieUri ist der Ansicht, dass sich das Vorkommen von korrelierten, systematischen Prognosefehlern nicht nur auf die Photovoltaik beschränkt. Folglich gilt es den variablen Anteil des

Bewirtschaftungsentgelts bei den Technologien Wasser- und Windkraft, weiter anzuwenden. Zudem bleiben die Herausforderungen in der Planbarkeit von Wasser- und insbesondere Windkraft auch mit dem neuen Ausgleichsenergiemodell weiterhin bestehen. Aus diesem Grund zieht die Studie aus unserer Sicht ungenügend fundierte und in der Praxis nicht haltbare Schlussfolgerungen. Die Absicht der Exklusion des Ausgleichsenergieaufwandes als Bestandteil des Bewirtschaftungsentgelts erachten wir folglich als nicht gerechtfertigt und würde dazu führen, dass sich zukünftig keine Direktvermarkter mehr finden lassen, beziehungsweise diese die Mehrkosten vollumfänglich an die Produzenten weiterverrechnen werden.

Schlussfolgerungen

Die Weitergabe der Ausgleichsenergiekosten von den Bewirtschaftern zu den Produzenten wird dazu führen, dass für viele Produzenten die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlage nachhaltig geschmälert wird. In den schlimmsten Fällen kann das zu negativen Jahresergebnissen führen und dazu, dass sich Produzenten langfristig die Frage stellen müssen, ob das Werk zukünftig noch betrieben werden kann oder nicht. Die rückwirkende Änderung des Vergütungsmodells mit einer zu erwartenden massiven Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit verstösst aus unserer Sicht damit gegen Treu und Glauben und wird den unbedingt notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion in der Schweiz weiter verzögern. Zudem sind wir auch der Meinung, dass der Verstoß gegen Treu und Glauben juristisch anfechtbar ist.

Anträge energieUri:

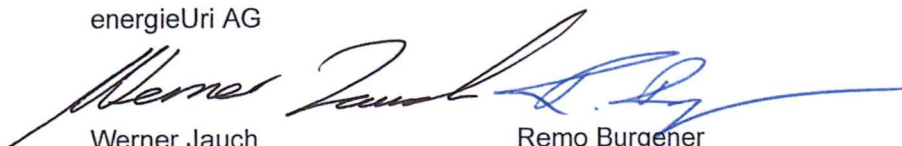
→ energieUri beantragt die Erhöhung des fixen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts zur Deckung der Verluste aus der Referenzmarktpreismethode.

→ energieUri beantragt zudem die Beibehaltung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für alle Technologien.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Bei Bedarf sind wir gerne für ein persönliches Gespräch bereit oder zeigen Ihnen in unserer Leitstelle direkt, welche Herausforderungen sich bei der Prognose von Laufwasser- und Windkraftwerken jeden Tag zeigen.

Freundliche Grüsse
energieUri AG



Werner Jauch
CEO

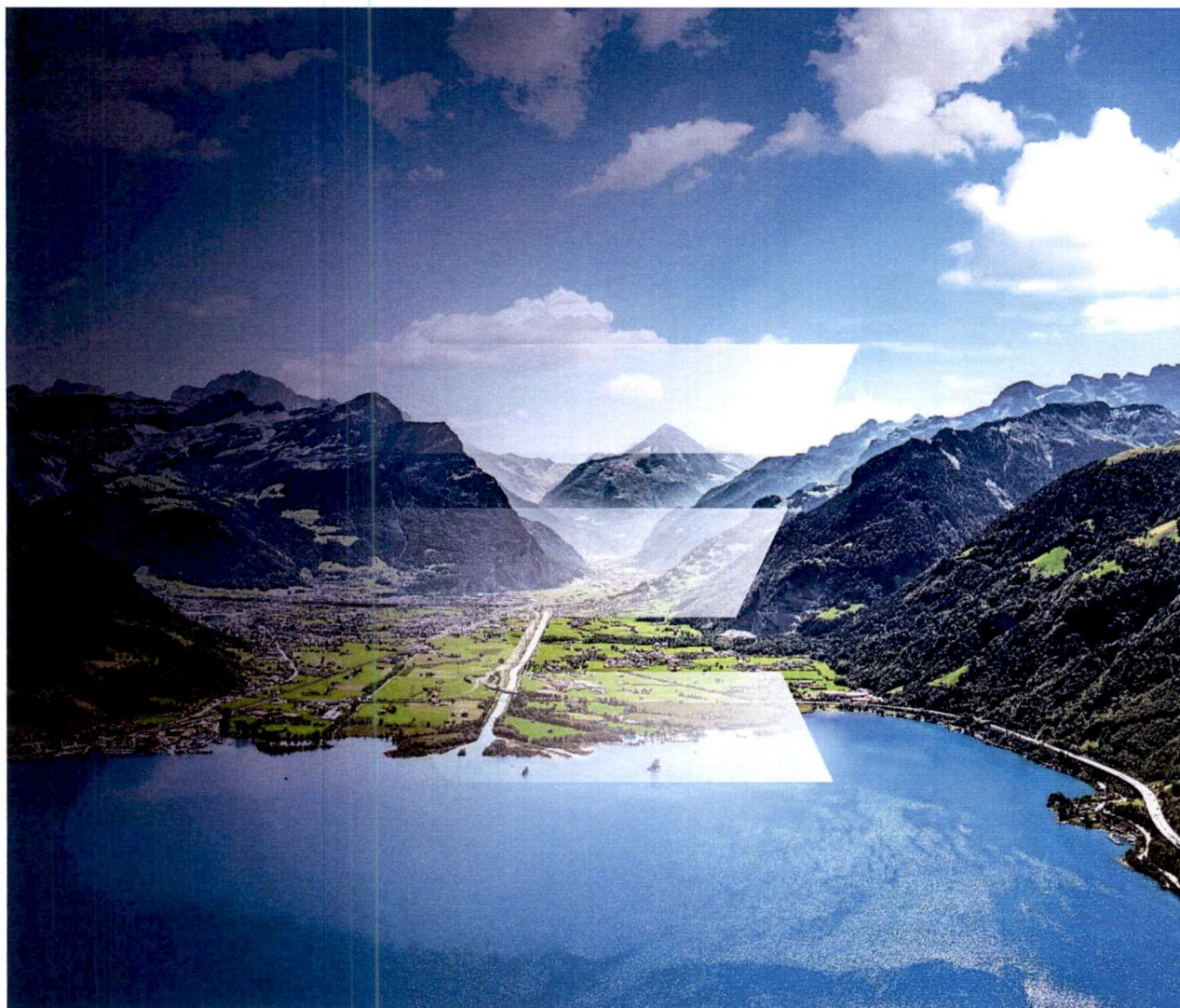
Remo Burgener
Leiter Energie
Mitglied der Geschäftsleitung

Kopie (eingeschrieben):

- Benoît Revaz, BFE
- Frank Rutschmann, BFE
- hydro suisse, Baden
- VSE, Aarau
- Swiss Small Hydro, Liestal
- suisse éole, Yverdon-les-Bains

Beilage:

- Präsentation Stellungnahme energieUri zur Teilrevision EnFV



Stellungnahme energieUri zur Teilrevision EnFV

Altdorf, 12.12.2025

Werner Jauch
CEO

Remo Burgener
Leiter Energie | Mitglied der
Geschäftsleitung

Inhaltsverzeichnis

- **Ausgangslage**
- Stellungnahme energieUri
- Ausgleichsenergieerisiko: Prognose-Abweichung
- Preisrisiko: Differenz Spot- zu Referenzmarktpreis
- Schlussfolgerungen

Ausgangslage

- Bewirtschaftungsentgelt an Direktvermarkter zur Deckung der aufgelaufenen Kosten
 - fixer Anteil zur Deckung der Vermarktungskosten
 - variabler Anteil zur Deckung der Ausgleichsenergiekosten
- Einführung des neuen Ausgleichsenergiemechanismus der Swissgrid per 1. Januar 2026 (Wegfall Unterscheidung zwischen Long- und Shortpreisen) → das UVEK sieht aus diesem Grund die Notwendigkeit einer neuen Berechnungsmethode des Bewirtschaftungsentgelts
- Das UVEK veröffentlicht am 22. Oktober 2025 die Studie zum Bewirtschaftungsentgelt
 - Vorschlag Studie: **Wegfall des variablen Anteils** (mit Ausnahme der Photovoltaik)
 - Begründung Studie: durchschnittliche Unabhängigkeit des Prognosefehlers von der Systembilanz
- Das UVEK startet am 1. Dezember 2025 Vernehmlassung zu einer Teilrevision der Energieförderungsverordnung (EnFV) basierend auf den Erkenntnissen dieser Studie

Inhaltsverzeichnis

- Ausgangslage
- **Stellungnahme energieUri**
- Ausgleichsenergieisiko: Prognose-Abweichung
- Preisrisiko: Differenz Spot- zu Referenzmarktpreis
- Schlussfolgerungen

Stellungnahme energieUri (1)

energieUri teilt die folgenden Punkte mit der Studie zum Bewirtschaftungsentgelt nicht:

- «Common Shock» auch in der Wasserkraft und Windkraft

Systematische und mit der Systembilanz korrelierte Prognosefehler fallen bei der Wasserkraft und der Windkraft gleichermassen an, wie bei der Photovoltaik

- Herausforderung in der Prognoseerstellung

Die Prognostizierbarkeit der Laufwasserkraft und der Windkraft bergen grosse Herausforderungen, trotz eines grossen Erfahrungsschatzes und dem Einsatz von KI-basierten Prognosetools.

- Variabler Anteil des Bewirtschaftungsentgelts zur Abgeltung des Risikos

Das Risiko von extrem hohen Ausgleichsenergiepreisen während einzelner Viertelstunden bleibt im Einpreismodell weiter bestehen, unter anderem durch die Einführung einer Knappheitsprämie im neuen Ausgleichsenergiemodell. Dieses Risiko gilt es weiterhin mit einem variablen Anteil abzudecken.

Stellungnahme energieUri (2)

energieUri vertritt die Ansicht:

- ➔ Der Vorschlag der Studie zur neuen Berechnungsmethode diskriminiert die Technologien Wind- und Wasserkraft, welche gleichermassen wie die Photovoltaik von systematischen und mit der Systembilanz korrelierten Prognosefehlern betroffen sind
- ➔ Der Ausbau der Wind- und Wasserkraft trägt wesentlich zur Erreichung der Energiestrategie 2050 und insbesondere zur Schliessung der Winterlücke bei
- ➔ Mit der Revision des Art. 26 EnFV gemäss dem Vorschlag der UVEK wird riskiert, dass künftig erhebliche Kosten bei den Produzenten anfallen und die Wirtschaftlichkeit der Werke gefährdet wird
- ➔ Die rückwirkende Änderung des Vergütungsmodells mit einer negativen Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit verstösst gegen Treu und Glauben

Inhaltsverzeichnis

- Ausgangslage
- Stellungnahme energieUri
- **Ausgleichsenergieerisiko: Prognose-Abweichung**
- Preisrisiko: Differenz Spot- zu Referenzmarktpreis
- Schlussfolgerungen

Ausgleichsenergieisiko: Prognose-Abweichung

Prognose-Abweichung Direktvermarktungskraftwerke energieUri GJ 2024/25

Die Auswertung der Prognose-Abweichung zeigt:
Trotz der geografischen Nähe der
direktvermarkteten Laufwasserkraftwerke von
energieUri und trotz professioneller
Prognosetools, ist die Spannweite der
Abweichungen erheblich.

Insbesondere bei der Windkraft ist die
Abweichung ausgeprägt.

GJ 2024/25		absolute Abweichung	%-Abweichung von Prognose
Direktvermarktungskraftwerke		MWh	%
KW 1 Uri		7'028	25%
KW 2 Uri		2'924	9%
KW 3 Uri		2'097	12%
KW 4 Uri		2'673	16%
KW 5 Uri		2'662	21%
KW 6 Uri		1'723	11%
KW 1 Graubünden		172	19%
Totale Abweichung Hydro		19'278	15%
Totale Abweichung Wind		1'597	63%
Totale Abweichung Direktvermarktungskraftwerke		20'875	16%

Inhaltsverzeichnis

- Ausgangslage
- Stellungnahme energieUri
- Ausgleichsenergieerisiko: Prognose-Abweichung
- **Preisrisiko: Differenz Spot- zu Referenzmarktpreis**
- Schlussfolgerungen

Preisrisiko: Differenz Referenzmarkt- zu Spotpreis

Marktwert-Abweichung Direktvermarktungskraftwerke energieUri GJ 2024/25

Die Festlegung der Einspeiseprämie ist abhängig vom Referenzmarktpreis, dem monatlichen Mittelwert der Spotmarktpreise gewichtet nach der tatsächlichen Einspeisung der Anlagen je Technologie.

- ➔ Aufgrund der Mittelwertbildung beim Referenzmarktpreis kommt es zu negativen Abweichungen zwischen dem Referenzmarktpreis und den stündlichen Spotmarktpreisen.
- ➔ Diese negativen Abweichungen haben beträchtliche finanzielle Auswirkungen zulasten des Direktvermarkters zur Folge.

GJ24/25

	Marktwert-Abweichung (CHF Referenzmarktpreis minus Swissix)												Total DV
	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	[CHF]
	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]
KW 1 Uri	-19'425	-860	-1'039	-2'012	-660	-1'034	-1'785	-7'090	20'593	5'029	-8'093	-3'615	-19'990
KW 2 Uri	-15'761	-4'457	-1'861	-1'856	-983	-2'143	-10'626	-18'894	-12'921	-9'855	-15'611	-6'747	-101'714
KW 3 Uri	-7'247	-2'842	-829	-793	-512	-1'804	-3'044	-7'099	-2'698	-1'117	-2'915	-1'490	-32'390
KW 4 Uri	-8'481	-1'428	-605	-2'614	12	-70	1'254	-1'561	932	-492	-3'578	-2'629	-19'260
KW 5 Uri	-6'433	117	-2'552	-3'611	-984	-2'244	-4'380	-5'202	-3'819	-3'208	-4'262	-2'712	-39'289
KW 1 Graubünden	13	-126	-232	-327	-128	-268	-198	-321	-162	-111	-179	-186	-2'225
Total Hydro [CHF]	-57'333	-9'596	-7'119	-11'212	-3'255	-7'562	-18'779	-40'167	1'925	-9'753	-34'638	-17'379	-214'868

Inhaltsverzeichnis

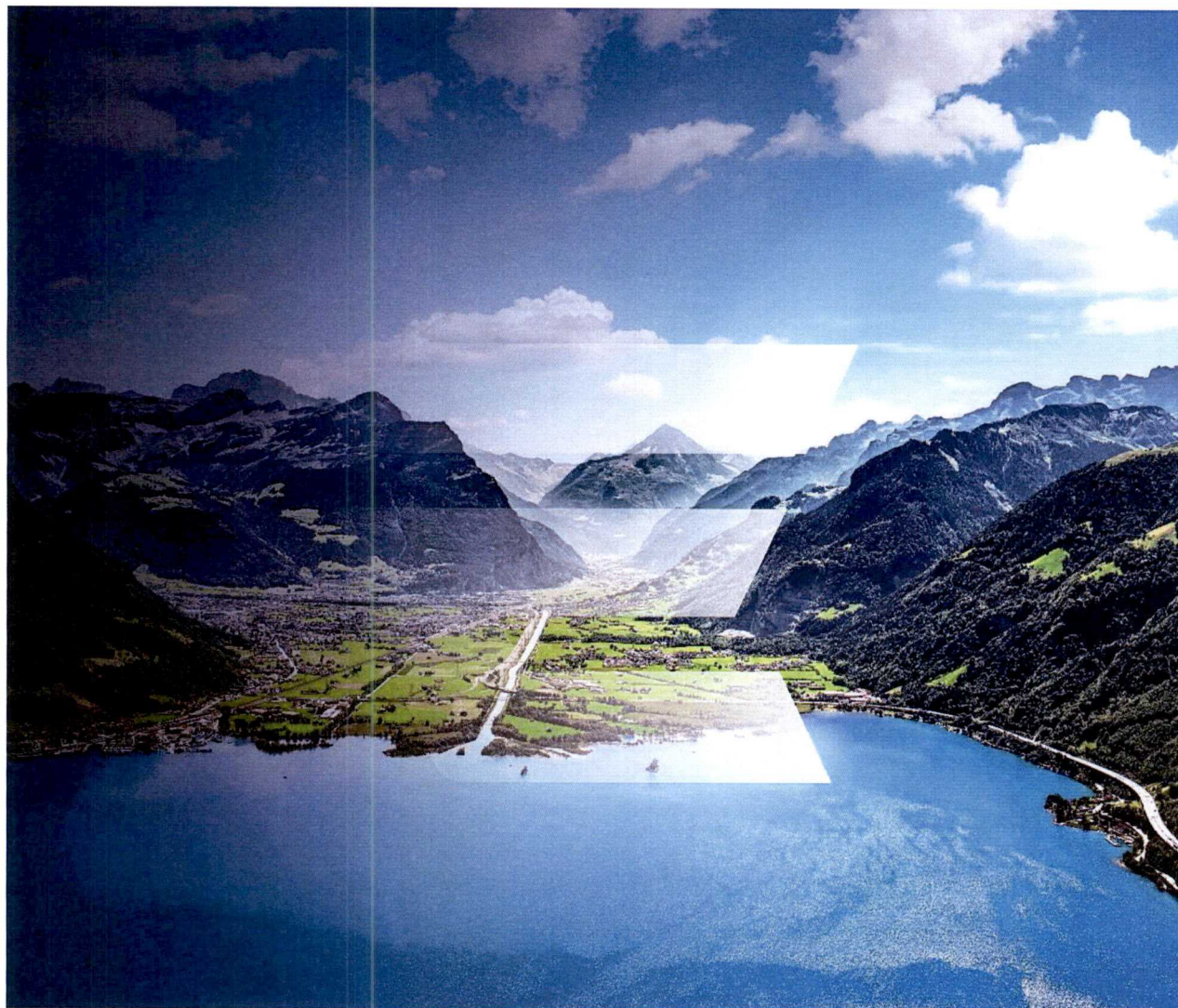
- Ausgangslage
- Stellungnahme energieUri
- Ausgleichsenergieisiko: Prognose-Abweichung
- Preisrisiko: Differenz Spot- zu Referenzmarktpreis
- **Schlussfolgerungen**

Schlussfolgerungen und Anträge

- energieUri kann aufgrund der genannten Gründe die Ansichten der Studie nicht teilen
- Neben den hohen Kosten aufgrund der Marktwert-Abweichung, führen auch die Prognose-Abweichungen bei der Korrelation mit der Systembilanz zu beträchtlichen finanziellen Auswirkungen
- ➔ Mit dem Wegfall des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts werden hohe, ungedeckte Kosten bei den Produzenten anfallen
- ➔ Mit der Revision des Art. 26 EnFV gemäss dem Vorschlag der UVEK wird folglich die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktungskraftwerke und der weitere Ausbau der erneuerbaren Technologien gefährdet

Anträge energieUri:

- ➔ energieUri beantragt die Erhöhung des fixen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts zur Deckung der Verluste aus der Referenzmarktpreismethode
- ➔ energieUri beantragt zudem die Beibehaltung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für alle Technologien



**Danke für Ihre
Aufmerksamkeit!**

energieUri AG
Herrengasse 1, 6460 Altdorf
www.energieuri.ch

Fleco Power AG | Technoparkstrasse 2 | 8406 Winterthur

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

Elektronisch eingereicht an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Montag, 26. Januar 2026

Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (EnFV): Bewirtschaftungsentgelt

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti
Sehr geehrte Damen und Herren

Fleco Power dankt Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Unser Unternehmen ist eine etablierte Vermarkterin für neue erneuerbaren Strom in der Schweiz und in dieser Rolle erste Ansprechpartnerin für unabhängige Energieproduzenten der Erneuerbaren. Träger unsere Gesellschaft sind die Genossenschaft Ökostrom Schweiz, die MBRsolar AG, die ADEV-Energiegenossenschaft und viele weitere Energieproduzenten.

Als Direktvermarkterin der ersten Stunde betreuen wir mehrere hundert Anlagenbetreiber der Technologien Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Windenergie in der ganzen Schweiz. Die Anlagen unserer Kunden produzieren jährlich über 200 Gigawattstunden erneuerbaren Strom. Damit gehört Fleco Power zu den grössten unabhängigen Direktvermarktern. **Mit der vorliegenden Stellungnahme äussern wir uns zu den Anpassungen der Energieförderungsverordnung (EnFV) in Bezug auf Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt.** Auf den nachfolgenden Seiten sind unsere zentralen Änderungsforderungen beschrieben.

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme und die Aufnahme unserer Änderungsvorschläge. Bei Rückfragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Fleco Power AG



Stefan Mutzner
Verwaltungsratspräsident



Urs Zahnd
Geschäftsführer

Zur Vorlage

Wir erlauben uns, klar festzuhalten: Die gewählte Vorgehensweise ist fragwürdig und ritzt an den Prinzipien der Rechtsstaatlichkeit. Das Vernehmlassungsverfahren wurde am 1. Dezember 2025 eröffnet, obwohl das UVEK bereits verfügt hatte, dass ab 1. Januar 2026 nur der fixe Anteil des Bewirtschaftungsentgelts ausbezahlt wird – die variablen Anteile sollen erst im 3. Quartal 2026 folgen. Dieses Vorgehen schafft für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter erhebliche Rechtsunsicherheit: Die Höhe des variablen Anteils bleibt unklar, während Ausgleichsenergiekosten und entsprechende Kosten bereits anfallen. Zudem bestehen begründete Zweifel, ob das UVEK überhaupt die Kompetenz besitzt, eine solche Übergangsregelung anzuordnen.

Neben diesen grundsätzlichen Einwänden weist die präsentierte Vorlage aber auch inhaltliche Probleme auf. Generell lässt sich sagen: Die tatsächlichen Vermarktungskosten dürften in der Praxis wesentlich höher ausfallen als vom BFE dargelegt. Diese Aussage stützt sich auf folgenden Argumenten ab:

Die AE-Kostenberechnung des BFE beruht auf hypothetischen und insbesondere statischen Zeitreihen

- Eine zukünftige Marktdynamik im Einpreissystem wurde nicht antizipiert, die für die Begründung verwendeten Zeitreihen bilden einen ineffizienten Markt ohne Reaktion der teilnehmenden Bilanzgruppen auf Ausgleichsenergiepreise ab. Das ist konzeptionell problematisch, da das BFE ja gerade einen effizienten Ausgleichsenergie-Markt anstrebt.
- In einem effizienten Markt ist davon auszugehen, dass regelbare Marktteilnehmer ihre Position laufend anpassen, indem sie den Systemzustand antizipieren. Die von der Verordnung besonders betroffenen dargebotsabhängigen Kleinanlagen können das nicht. Sie verbleiben als „unflexible“ Residual-Produktion im System und tragen dadurch überproportional zu den Ausgleichsenergiekosten bei.
- Daher ist unter Einbezug des Verhaltens der flexiblen Produktion im Schweizer Markt die Korrelation zwischen Mengenabweichung und Preis aller dargebotsabhängigen Technologien als systemisch positiv anzunehmen, selbst wenn der Erwartungswert der Mengenabweichung null ist.

Die Profilwerte und die Varianz der zu vermarktenden Anlagen wurden in den Überlegungen des BFE ausgeblendet

- Die Profilwerte einzelner Anlagenkategorien liegen in der Praxis weit unter Referenz-Marktpreis. Durch den ursprünglich vom BFE kommunizierten Bestandschutz muss in der Direktvermarktung ein Profilwert, der niedriger ausfällt als der Referenz-Marktpreis, durch den Vermarkter ausgeglichen werden.
- Aufgrund der Varianz kann in der Einzelbetrachtung einer Anlage nicht ausgeschlossen werden, dass die Ausgleichsenergiekosten die -erlöse übersteigen.
- Diese Kostenarten konnten bisher nur über den flexiblen Anteil des BWE getragen werden, da über das allgemeine Energiepreisniveau eine implizite Abhängigkeit zwischen Profilwertabweichung und Ausgleichsenergiekosten besteht und im alten System ein Portfolio-Effekt zum Tragen kam. Dieser Effekt entfällt im neuen System.

Damit ein Vermarkter bereit ist, die genannten Risiken zu tragen, ist ein kostendeckendes Bewirtschaftungsentgelt inklusive einer angemessenen Risikoprämie für die Direktvermarktung notwendig. Sind diese Voraussetzungen nicht gegeben, müssen die zusätzlichen Kosten den Anlagenbetreibern überwältigt werden. Der ursprünglich von offizieller Seite kommunizierte Bestandschutz wäre nicht mehr gegeben. Zusätzlich ist anzunehmen, dass Anlagen aufgrund hoher individueller Risiken Mühe haben werden, überhaupt einen Direktvermarkter zu finden.

Antrag

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt Abs. 1 bis 6

Verordnungstext	Änderungsantrag
¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh. ² Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung wird pro kWh eingespeiste Elektrizität zusätzlich vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten ausgerichtet. ³ Die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten entspricht den durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten pro kWh Elektrizität, die im entsprechenden Quartal aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeist wird. ⁴ Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit dem Faktor 0,4 multipliziert. Die vereinfachte Prognose basiert auf der am Vortag aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeisten Elektrizität. ⁵ Resultiert ein negativer Wert, so beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten 0 Rp./kWh. ⁶ Das BFE berechnet und veröffentlicht die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten vierteljährlich.	¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt; das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt. Abs. 2-6: Streichen. ² (neu) Das Bewirtschaftungsentgelt wird für die Übergangsphase in folgender Höhe fixiert: a. 1,30 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen; b. 0,65 Rp./kWh bei Wasserkraftanlagen; c. 0,35 Rp./kWh bei KVA; d. 0,65 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom...

Verordnungstext	Änderungsantrag
Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.	Für Photovoltaikanlagen Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 31. Dezember 2027 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

Begründung

Prognosen bezüglich zukünftiger Ausgleichsenergiekosten sind höchst unsicher und dürfen nicht für eine wesentliche Änderung der Rahmenbedingungen herangezogen werden. Es ist daher eine Übergangsfrist von zwei Jahren vorzusehen, bis genügend Erfahrungswerte vorliegen, um einen Systemwechsel sicher vornehmen zu können. Die Übergangsregelung ist technologieneutral und diskriminierungsfrei auszugestalten. Die Übergangsfrist soll genutzt werden, um eine Methodenanpassung unter Berücksichtigung der Systemreaktion auf das neue Einpreis-Modell zu evaluieren und sorgfältig einführen zu können.

Entgegen der Einschätzung des BFE dürften die tatsächlichen Vermarktungskosten im neuen Einpreis-Modell in der Praxis wesentlich höher ausfallen als prognostiziert. Wir schlagen daher als Kompromiss für die genannte Übergangsfrist ein fixes Bewirtschaftungsentgelt vor, das sich in der Höhe an den vom BFE publizierten Zahlen für 2023 orientiert.

Monsieur le Conseiller fédéral Albert Rösti
Département fédéral de l'environnement, des
transports, de l'énergie et de la communication DETEC
CH-3003 Berne
Par courriel : verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Granges-Paccot, le 6 février 2026

**Prise de position dans le cadre de la procédure de consultation relative à la
révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité
issue d'énergies renouvelables (indemnité de gestion versée aux installations
RPC participant à la commercialisation directe)**

Monsieur le Conseiller fédéral,
Mesdames et Messieurs,

Nous vous remercions de la possibilité de nous prononcer dans le cadre de la consultation relative à la révision citée en objet. Après analyse approfondie, nous exprimons notre opposition à la suppression de l'indemnité pour l'énergie d'ajustement pour l'éolien et l'hydraulique, et formulons des réserves substantielles quant à la méthode proposée pour le photovoltaïque.

Nos arguments s'articulent comme suit :

Secrétariat général

Sylvie Favre
Conseils Juridiques
T +41 26 352 54 19
M +41 79 718 17 13
sylvie.favre@groupe-e.ch

Groupe E SA
Route de Morat 135
1763 Granges-Paccot

groupe-e.ch

1. Energie éolienne

La justification avancée dans le projet d'ordonnance se base sur les coûts d'ajustement actuellement faibles observés en Suisse. Cette lecture est, selon nous, fondamentalement incomplète et trompeuse.

1.1. Les coûts actuels ne reflètent pas la réalité future.

Aujourd'hui, la production éolienne suisse est quasi marginale. Son impact sur la volatilité globale du système est très limité et les erreurs de prévision, agrégées à l'échelle nationale, sont faibles par construction. Ces conditions transitoires ne peuvent servir de base solide pour fixer un cadre durable. Avec le développement prévu de l'éolien, les erreurs de prévision augmenteront mécaniquement, entraînant une hausse structurelle des coûts d'équilibrage.

1.2. Enseignements du marché allemand

L'Allemagne exploite depuis plusieurs années des parcs éoliens.

- le **modèle de prix unique (single price)**,
- un marché d'énergie d'ajustement harmonisé,
- un parc éolien très développé.

Malgré ces mécanismes de marché avancés, les coûts d'équilibrage pour l'éolien y demeurent **significatifs et volatils**, démontrant que :

- les coûts d'ajustement ne disparaissent jamais avec l'introduction d'un marché unique,
- et qu'ils augmentent avec la pénétration de la production variable.

La Suisse suivra inévitablement une dynamique similaire.
Supprimer dès maintenant l'indemnité revient à anticiper un cadre qui ne correspond pas encore à la réalité suisse, exposant inutilement les producteurs et les agrégateurs à des risques non maîtrisables.

Recommandation

Maintenir une indemnité adaptée et progressive pour accompagner le développement contrôlé de l'éolien.

2. Forces hydrauliques

Contrairement à ce que suggère le projet, les coûts d'énergie d'ajustement liés à l'hydraulique constituent une réalité structurelle. En effet, ce domaine est sujet à des variations hydrologiques rapides, des contraintes environnementales dynamiques et des besoins d'ajustement opérationnel liés aux retenues.

La suppression de cette composante remet en question le modèle économique de la commercialisation directe, fragilise la rentabilité des installations et génère une incertitude financière injustifiée.

En l'absence d'indemnisation, il serait inévitable de résilier une partie importante des contrats en cours ou refacturer les coûts d'ajustement réels aux producteurs, ce qui irait à l'encontre de l'objectif même de l'ordonnance, soit encourager l'intégration au marché.

Recommandation

Maintenir intégralement l'indemnité pour l'hydraulique, afin de garantir un cadre stable, cohérent et incitatif.

3. Energie photovoltaïque

Nous anticipons une évolution relativement maîtrisée des coûts d'ajustement pour le photovoltaïque, en raison notamment de l'effet d'agrégation sur un parc très large, d'un profil de production prévisible et bien documenté et de l'amélioration continue des modèles de prévision. Toutefois, la méthode proposée (prévision simplifiée x 0,4) appelle plusieurs remarques critiques. En effet, le facteur 0.4 ne repose sur aucune justification statistique publiée, aucun historique transparent de calcul, ni aucun lien démontré avec les coûts réels d'équilibrage. Un mécanisme réglementaire doit s'appuyer sur une méthodologie explicite, reproductible et vérifiable, faute de quoi il crée de l'incertitude et des distorsions entre acteurs. De plus, il existe un risque de déconnexion progressive avec les coûts de marché.

Un coefficient statique ne peut suivre l'évolution du mix électrique, la variation structurelle des erreurs de prévision, ni la dynamique des flux transfrontaliers.

À moyen terme, cela pourrait conduire à une **sous-compensation** des coûts réellement supportés, ou à une **sur-compensation** involontaire artificialisant la concurrence.

Recommandation

Nous recommandons pour remplacer le facteur 0.4, de mettre en place, sous la responsabilité de l'OFEN, une méthodologie de calcul basée sur une méthode statistique rigoureuse, fondée sur un pool représentatif et publiée par l'OFEN.

Conclusion

La suppression de l'indemnité pour l'énergie d'ajustement, telle que formulée dans le projet d'ordonnance, est prématurée pour l'éolien, incompatible avec les réalités opérationnelles de l'hydraulique, et insuffisamment fondée pour le photovoltaïque.

Nous recommandons de maintenir l'indemnité pour accompagner le développement futur de parcs éoliens et éviter des ruptures économiques et contractuelles dans le domaine des forces hydrauliques.

Enfin, une méthode de calcul fondée sur une analyse statistique transparente et représentative doit être publiée par l'OFEN afin de remplacer le facteur 0.4.

Nous vous remercions de l'attention portée à la présente et vous adressons, Monsieur le Conseiller fédéral, Mesdames et Messieurs, l'assurance de notre respectueuse considération.

Groupe E

Bundesamt für Energie (BFE)
3003 Bern
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Baden, 6. Februar 2026

Revision vom Mai 2026 der Energieförderungsverordnung: Bewirtschaftungsentgelt

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir als hydrosuisse die Möglichkeit wahr, uns im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV Anlagen in der Direktvermarktung) zu äussern. Als Betreiber von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sind unsere Mitglieder direkt von den vorgeschlagenen Änderungen betroffen. Gerne legen wir Ihnen im Folgenden unsere wichtigsten Kritikpunkte dar. Ergänzend dazu verweisen wir auf andere Vernehmlassungsantworten aus der Branche, die wir inhaltlich vollumfänglich teilen.

Wir können nachvollziehen, dass der Systemwechsel vom Zweipreismodell zu einem Einpreismodell eine Anpassung bei der Methodik zur Berechnung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts erfordert. Die vorliegende Revision lehnen wir jedoch in dieser Form ab. Weder der bereits eingeschlagene Weg noch die konkrete Ausgestaltung des Bewirtschaftungsentgelts sind aus unserer Sicht zielführend hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von KEV-Anlagen in der Direktvermarktung. Die vorgeschlagenen Änderungen gefährden den Handel mit erneuerbarem Strom aus der Laufwasserkraft und stehen damit auch im Widerspruch zu den vom Bundesrat und Parlament festgelegten Ausbauzielen der Wasserkraft gemäss Art. 2 Abs. 2 des Energiegesetzes. Um dieses Ziel weiterhin verfolgen zu können, fordern wir deshalb Nachbesserungen.

Planungs- und Rechtssicherheit muss sichergestellt werden

Den bisherigen Prozess aber auch der Zeitpunkt der vorgeschlagenen Anpassung erachten wir als problematisch, da die Betreiber ihre Verträge für das Jahr 2026 bereits auf Basis eines fixen und variablen Bestandteils des Bewirtschaftungsentgelts abgeschlossen haben. Mit dem vorliegenden Entwurf wird die bisherige Systematik nun rückwirkend abgeändert, was zu grossen Unsicherheiten und Problemen führt. Nachträgliche Vertragsanpassungen sind kostspielig und seriöse Neuverhandlungen aufgrund der fehlenden Rechtssicherheit nicht möglich. Neben fehlender Planungssicherheit untergräbt dieses Vorgehen zudem das Vertrauen in die regulatorische Stabilität. Aus diesem Grund fordert hydrosuisse die Festlegung einer angemessenen Übergangsbestimmung. Für die Festlegung der künftigen Berechnungssystematik sind zudem reale, beobachtete und nicht historischen Daten zu verwenden. Dass Wasserkraftanlagen gegenüber PV-Anlagen mit der Revision strukturell benachteiligt werden, ist aus unserer Sicht nicht akzeptabel. Parallel zur Übergangsbestimmung muss daher in den kommenden Monaten eine zielführende alternative Lösung ausgearbeitet und mit der Branche konsultiert werden.

Variabler Anteil bei der Wasserkraft muss vorübergehend erhalten bleiben

Heute ist es so, dass der Referenzmarktpreis der Wasserkraft massgeblich von grossen und flexibel steuerbaren Wasserkraftwerken getrieben wird. Diese optimieren ihre Produktion zugunsten von Hochpreisphasen, wodurch der Referenzmarktpreis für die Wasserkraft durch diese Flexibilität erhöht wird. Laufwasserkraftwerke verfügen hingegen über keine oder nur sehr eingeschränkte Steuerbarkeit. Ihre Einspeisung folgt hydrologischen Gegebenheiten und fällt damit regelmässig in Marktphasen mit tieferen Preisen. Daraus resultieren systematisch tiefere realisierbare Spotmarkterlöse im Vergleich zum Referenzmarktpreis. Diese strukturelle Diskrepanz führt zu einem Vermarktungsrisiko, das primär vom Direktvermarkter getragen wird.

Der Wegfall des variablen Bewirtschaftungsentgelts führt potenziell dazu, dass diese Anlagen in Zukunft Schwierigkeiten haben werden, einen Direktvermarkter zu finden. Das Bewirtschaftungsentgelt muss so ausgestaltet sein, dass die realen Vermarktungs- und Prognoserisiken weiterhin abgedeckt sind. Der fixe Anteil allein kann dies nicht leisten, da er weder die Varianz der Produktionsprognosen noch die regelmässig auftretenden wetterbedingten Abweichungen widerspiegelt. Das bisherige variable Entgelt muss daher vorübergehend unbedingt beibehalten werden.

Für die Berücksichtigung unserer Argumente bedanken wir uns im Voraus.

Freundliche Grüsse



Andreas Stettler
Geschäftsführer



Manuela Rihm
Politik und Kommunikation

Elektronisch an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Olivier Schneider
T +41 61 415 44 68
O.Schneider@primeo-energie.ch

Münchenstein, 6. Februar 2026/

Stellungnahme zur Vernehmlassung zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV- Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Gelegenheit, im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) Stellung nehmen zu dürfen.

Als Direktvermarkter und Produzent von Sonnenenergie und Wasser sowie zukünftiger Windproduzent, verweisen wir an dieser Stelle gerne auf die Stellungnahme von Suisse Eole, deren Stossrichtung und den darin erläuterten Punkten befürworten.

Für weitere Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung

Freundliche Grüsse

Primeo Holding AG

Dominik Baier
General Counsel / Corporate Secretary

Olivier Schneider
Public Affairs



Verband kantonaler und regionaler Energieversorger
Association des distributeurs d'énergie cantonaux et régionaux
Associazione dei distributori di energia cantonali e regionali

Regiogrid
Bd de Pérolles 65
1700 Fribourg

info@regiogrid.ch
www.regiogrid.ch

Bundesamt für Energie
Abteilung Recht und Sachplanung
Sektion Elektrizitäts- und Wasserrecht
3003 Bern

Elektronisch an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Zürich / Fribourg, 6. Februar 2026

Revision EnFV (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Regiogrid dankt Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision der Energieförderungsverordnung (EnFV) Stellung nehmen zu können.

I. Bewertung der Vorlage

Das Bewirtschaftungsentgelt hat zum Zweck, die mit der Direktvermarktung verbundenen Zusatzkosten, insbesondere für Prognose, Fahrplanmanagement, Handelsanbindung, Abrechnung und Ausgleichsenergie zu kompensieren.

Regiogrid anerkennt, dass das bisherige Zweipreismodell für das Bewirtschaftungsentgelt mit der Änderung des Ausgleichspreismechanismus angepasst werden muss.

Mit der vorgeschlagenen Verordnungsänderung ist Regiogrid gleichwohl nicht einverstanden:

1. Diskriminierung von Wind- und Wasserkraft

Die Annahme, dass nur die Photovoltaik in das «Commun-Shocks»-Regime fällt, teilt Regiogrid nicht. Die Wind- und Wasserkraft sind gleichermassen von systematischen und mit der Systembilanz korrelierten Prognosefehlern betroffen. Insbesondere die Prognostizierbarkeit der Laufwasser- und Windkraft birgt vergleichbare Herausforderungen wie die Photovoltaik.

2. Das Modell der Direktvermarktung wird gefährdet

Der variable Anteil des Direktvermarktungsentgelts wird nicht nur von Ausgleichsenergiekosten, sondern vielmehr von Portfoliorisiken getrieben. Diese sind durch die Direktvermarkter zu tragen. Mit dem Wegfall des variablen Anteils wird das vom Direktvermarkter eingegangene Risiko nicht mehr abgedeckt und es ist zu befürchten, dass Kraftwerksbetreiber keinen Dienstleister für die Direktvermarktung mehr finden werden. Der Verordnungsentwurf gefährdet somit direkt die Wirksamkeit des Förderinstruments der Direktvermarktung, was sich auf den Ausbau der betroffenen Technologien auswirken dürfte.

3. Der Referenz-Marktpreis muss für die Kleinlaufwasserkraft angepasst werden

Viele Kleinlaufwasserkraftwerke schaffen es aufgrund ihrer fehlenden Steuerbarkeit nicht, mit ihren durchschnittlichen Einnahmen aus dem Spotmarkt den Referenz-Marktpreis zu erreichen, da der Referenz-Marktpreis für Wasserkraft stark von grösseren Kraftwerken mit Speichermöglichkeit bestimmt wird. Dies führt zu einer Verzerrung bei der Bildung des Referenz-Marktpreises mit negativen Folgen für die Kleinlaufwasserkraftwerke ohne Speicherkapazitäten. Bisher hat der variable Anteil des Bewirtschaftungsentgelts das Risiko dieses Produktionsprofils teilweise ausgeglichen. Mit dem Wegfall des variablen Anteils wird dies nicht mehr möglich sein und muss korrigiert werden.

4. Fehlende Rechtmässigkeit einer rückwirkenden Umsetzung

Regiogrid stellt die Rechtmässigkeit einer rückwirkenden Umsetzung in Frage, zumal sie gegen den Grundsatz von Treu und Glauben verstossen könnte. Überdies ist zu berücksichtigen, dass die Direktvermarktung auf individuellen Verträgen basiert, die nicht rückwirkend gekündigt oder angepasst werden können.

II. Anträge von Regiogrid

Regiogrid stellt folgende Anträge

Es ist eine zweijährige Übergangsphase bis Ende 2027 für alle Technologien einzuführen:

- In der ersten Phase (mindestens 6 Monate) sind Erfahrungen mit dem Einpreismodell zu sammeln; dabei ist das Bewirtschaftungsentgelt bestehend aus einem fixen und einem variablen Anteil für sämtliche Technologien beizubehalten.
- In einer zweiten Phase ist basierend auf den erzielten Erfahrungen die erarbeitete Lösung in die Verordnung aufzunehmen, dass sie dem Zweck der Direktvermarktung und dem neuen Einpreismodell gerecht wird.

Das Bewirtschaftungsentgelt besteht während dieser Übergangsphase weiterhin für alle Technologien aus einem fixen Teil für die Vermarktungskosten und einem variablen Teil für die Ausgleichsenergiekosten, wobei für den variablen Teil ein Minimum zu definieren ist, das dem Wert aus dem Jahr 2023 entspricht.

Aufgrund der notwendigen Vertragsverhandlungen zwischen Dienstleister und Kraftwerksbetreiber ist der finale Verordnungstext (siehe Phase 2) spätestens Ende Juni 2027 zu publizieren.

Im Weiteren wird das BFE aufgefordert, die Preisbildung beim Referenz-Marktpreis zu überprüfen und mit den Betreibern Vorschläge auszuarbeiten, die die Problematik der Nichtrepräsentativität des Referenz-Marktpreises für ein durchschnittliches KEV-Laufwasserkraftwerk adressieren.

EnFV - Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

1 Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh.

2 Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung wird pro kWh eingespeiste Elektrizität zusätzlich vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten ausgerichtet.

3 Die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten entspricht dem Maximum aus den durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten pro kWh Elektrizität, die im entsprechenden Quartal aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeist wird, und der in Abs. 5 festgehaltenen technologiespezifischen Risikoprämie.

4 Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit dem Faktor von 0,4

multipliziert. Die vereinfachte Prognose basiert auf der am Vortag aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeisten Elektrizität.

5 (neu) Aufgrund der Varianz der Ausgleichsenergiekosten beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten von Photovoltaikanlagen mindestens 1,13 Rp./kWh.

6 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten vierteljährlich.

Art. 108d streichen

Art. 108d (neu) Übergangsbestimmung zur Änderung vom...

Bis zum 31. Dezember 2027 gilt Art. 26 Abs. 2 bis Abs. 5 sinngemäss auch für alle anderen Produzenten in der Direktvermarktung. Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen Produktionsanlagen eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit dem Faktor von 1,0 multipliziert. Aufgrund der Varianz der Ausgleichsenergiekosten beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten von

- a. Windenergieanlagen mindestens 1,13 Rp./kWh;
- b. Wasserkraftanlagen mindestens 0,49 Rp./kWh;
- c. KVA mindestens 0,2 Rp./kWh;
- d. übrigen Biomasseanlagen: 0,49 Rp./kWh.

* * *

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Ausführungen.

Freundliche Grüsse



Benedikt Loepfe
Präsident



Susanne Michel
Geschäftsführerin



Vers un avenir durable.

Romande Energie SA

Rue de Lausanne 53
Case postale 950
1110 Morges

Office fédéral de l'Energie

Département fédéral de l'environnement, des
transports, de l'énergie et de la
communication DETEC

Par courriel uniquement

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Morges, le 5 février 2026

Procédure de consultation : Révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergie renouvelable (indemnité de gestion versée aux installations RPC participant à la commercialisation directe)

Madame, Monsieur,

Par la présente, nous avons l'avantage de vous remettre la prise de position Romande Energie SA dans le cadre de la consultation susmentionnée.

Le passage au 1er janvier 2026 à un modèle à prix unique pour l'énergie d'ajustement justifie l'adaptation de la méthode de calcul de l'indemnité de gestion définie dans l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'énergie issue d'énergies renouvelables (OEneR).

Toutefois, une entrée en vigueur rétroactive de la révision de l'ordonnance au 1er janvier 2026, alors même que la consultation a été ouverte début décembre 2025, paraît prématurée. Romande Energie demande dès lors la mise en place d'une phase transitoire permettant, premièrement, d'acquérir une expérience suffisante avec le modèle de prix unique et, ensuite, d'élaborer, en concertation avec la branche, une réglementation adaptée aux objectifs poursuivis par ce nouveau modèle. Durant cette phase transitoire, l'indemnité de gestion pour toutes les technologies de production d'électricité renouvelable devrait être maintenue à un niveau permettant de couvrir les risques liés à la volatilité et aux écarts de prévision de toutes les filières dont la production est tributaire des conditions météorologiques.

En effet, les nouvelles dispositions risquent, d'une part, de compliquer l'accès des exploitants de centrales à des prestataires de commercialisation. L'indemnité de gestion ne permettra plus de couvrir de manière adéquate les risques assumés par ces derniers, ce qui pourrait compromettre tant la rentabilité des installations concernées que le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable.



Vers un avenir durable.

S'il est probable qu'un parc de production d'une même technologie, à l'échelle suisse, ne génère en moyenne qu'un faible volume d'énergie d'ajustement, chaque installation prise individuellement est néanmoins susceptible de produire des déséquilibres que les prestataires de commercialisation chercheront légitimement à couvrir. Dans ce contexte, une indemnité fixe telle que prévue dans le projet est jugée insuffisante pour couvrir ces risques et menace directement la compétitivité des installations bénéficiant du système de rétribution de l'injection (SRI).

D'autre part, la mise en œuvre rétroactive du projet soulève des difficultés importantes au regard des contrats existants entre exploitants et prestataires de commercialisation, ceux-ci ne pouvant être adaptés dans les délais ni selon les modalités contractuelles prévues.

En outre, la suppression de la composante variable de l'indemnité de gestion pour toutes les technologies en dehors du photovoltaïque affaiblit l'efficacité des instruments d'encouragement pour la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. Enfin, la modification d'un mécanisme d'encouragement établi légalement, et sur lequel des décisions d'investissements se sont fondées, porte atteinte au principe de la bonne foi.

S'agissant de la phase transitoire évoquée ci-dessus, nous proposons que l'indemnité de gestion soit maintenue, soit par une augmentation de la part fixe, soit par la conservation d'une part variable pour l'ensemble des technologies - le cas échéant à déterminer, afin de garantir aux exploitants la couverture des risques assumés par leurs prestataires dans le cadre de la commercialisation directe.

Enfin, nous vous informons que Romande Energie se rallie formellement à la prise de position de l'Association des entreprises électriques suisses (AES).

Pour le surplus, la soussignée de droite se tient à votre entière disposition à l'adresse suivante : ottilie.morand@romande-energie.ch.

Nous vous en souhaitons bonne réception et vous adressons, Madame, Monsieur, nos meilleures salutations.

Romande Energie SA

Thibaud Weick

Thibaud Weick
Directeur Energie

Ottilie Morand
Secrétaire générale

Copies :

- AES
- Regiogrid

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr
Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie

Schwanden, 03. Februar 2026

Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (EnFV): Bewirtschaftungsentgelt

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti
Sehr geehrte Damen und Herren

SN Energie dankt Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Wir verstehen die Notwendigkeit einer Anpassung des bisherigen Modells. Dass jedoch so kurzfristig eine so gravierende Reduktion des Bewirtschaftungsentgelt für Wasserkraftwerke vorgeschlagen wird, ist für die Anbieter von Direktvermarktungsdienstleistungen sehr unbefriedigend. Der fixe Anteil deckt (wenn überhaupt) den administrativen Aufwand ab, aber nicht die Risiken der Ausgleichsenergie und des Mindererlöses gegenüber dem Referenzmarktpreis. Auch wenn es theoretisch möglich ist, dass sich die Ausgleichsenergiekosten aller Wasserkraftwerke (exkl. PV) in der Summe aufheben, so ist dennoch ein Risiko vorhanden, dass eine einzelne Anlage sehr hohe Kosten verursachen kann.

Zudem wird es Anlagen geben, welche aufgrund ihrer Konstellation systematisch Ausgleichsenergie verursachen. Ebenso gibt es Kraftwerke, welche überwiegend Erlöse unter dem Referenzmarktpreis erzielen. Somit werden viele Kraftwerke für die Direktvermarktung nicht mehr von Interesse sein und diverse Anlagenbetreiber werden keinen Direktvermarkter mehr finden, ohne eine massive zusätzliche Abgabe zu bezahlen.

Aus diesem Grund beantragen wir das Bewirtschaftungsentgelt für Wasserkraftanlagen ab dem 1.1.2026 auf 0.65 Rp./kWh zu fixieren.

Freundliche Grüsse
SN Energie AG



Andreas Vögeli
Leiter Handel



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

Grenchen, 26. Januar 2026
Ansprechpartner/in: Lars Losinger

Vernehmlassung zur Revision der Energieförderungsverordnung
Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung
Stellungnahme der SWG

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns im Rahmen der Vernehmlassung zu den vorgesehenen Änderungen der Energieförderungsverordnung (EnFV) zu äussern.

Die SWG ist eine regional verankerte Energieversorgerin und stellt die zuverlässige Versorgung mit Energie, Wasser und Wärme in der Region Grenchen sicher. Gleichzeitig treibt sie den Ausbau der lokalen erneuerbaren Stromproduktion kontinuierlich voran. Seit 2008 plant die SWG auf dem Grenchenberg die Realisierung eines eigenen Windparks.

Als Mitglied von Swisspower und Suisse Eole engagieren wir uns aktiv für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion in der Schweiz. Aus unserer Sicht kommt dabei der Windenergie eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit zu, insbesondere aufgrund ihres Beitrags zur winterlichen Stromerzeugung und zur technologischen Diversifikation.

Vor diesem Hintergrund nehmen wir zur vorliegenden Verordnungsrevision, insbesondere zu den vorgesehenen Anpassungen des Bewirtschaftungsentgelts gemäss Art. 26 EnFV Stellung, und bitten darum, die nachfolgenden Ausführungen bei der weiteren Ausgestaltung der Vorlage zu berücksichtigen.

1. Ausgangslage und grundsätzliche Würdigung

Die Revision trägt den grundlegenden Änderungen im Ausgleichsenergiemechanismus der Swissgrid (Umstellung auf das Einpreismodell ab 1. Januar 2026) Rechnung. Die Abkehr vom Zweipreismodell ist sachlich begründet und setzt systemdienliche Anreize für Bilanzgruppen.

Brühlstrasse 15
Postfach 944
2540 Grenchen

Tel. 032 654 66 66
Fax 032 654 66 60

www.swg.ch
info@swg.ch



Auch die im Erläuterungsbericht vorgenommene Unterscheidung zwischen Photovoltaik und anderen Technologien auf Basis der Korrelation von Prognosefehlern mit der Systembilanz ist grundsätzlich nachvollziehbar.

Problematisch ist jedoch die vollständige Streichung des variablen Bewirtschaftungsentgelts für Windenergie, welche aus Sicht eines Stadtwerks in ihrer Wirkung zu kurz greift.

2. Auswirkungen der Vorlage auf die Windenergie

2.1 Statische Betrachtung eines dynamischen Ausbaupfads

Die Begründung, wonach bei der Windenergie keine systematischen Ausgleichsenergiekosten anfallen, stützt sich auf den aktuell noch geringen Anteil der Windenergie an der Schweizer Stromerzeugung. Diese Betrachtung ist statisch und berücksichtigt die energiepolitisch vorgesehenen Ausbauziele für die Windenergie nicht.

Mit zunehmendem Ausbau steigt auch die systemische Relevanz der Windenergie sowie die Wahrscheinlichkeit gleichgerichteter Prognosefehler (sogenannter "common shocks").

Die vorgeschlagene Regelung fixiert damit regulatorisch den heutigen Zustand, ohne eine Anpassung an einen wachsenden Windanteil vorzusehen.

2.2 Streuungs- und Volatilitätsrisiko auf Anlagen- und Unternehmensebene

Auch wenn bei der Windenergie im Einpreismodell keine systematischen Ausgleichsenergiekosten im Erwartungswert anfallen, verbleibt auf Anlagen- und Portfolioebene ein erhebliches Streuungs- und Volatilitätsrisiko.

Für Stadtwerke wie die SWG Grenchen, die über keine grossen, diversifizierten Erzeugungsportfolios oder ausgeprägte Handelsnähe verfügen, ist dieses Risiko nur begrenzt beeinflussbar.

Mit der Streichung des variablen Bewirtschaftungsentgelts gemäss Art. 26 EnFV wird dieses Risiko vollständig auf die Betreiber verlagert, während es bislang zumindest teilweise kollektiv abgedeckt wurde.

2.3 Asymmetrische Behandlung gegenüber Photovoltaik

Obwohl sowohl Windenergie als auch Photovoltaik in hohem Mass wetterabhängig sind und Prognoseunsicherheiten aufweisen, soll künftig einzig für Photovoltaikanlagen ein variabler Bestandteil des Bewirtschaftungsentgelts beibehalten werden.

Diese asymmetrische Behandlung ist systemisch erklärbar, führt jedoch zu einer energiepolitisch problematischen Ungleichbehandlung. Während die Photovoltaik weiterhin über einen Mechanismus zur Abfederung systematischer Ausgleichsenergiekosten verfügt, entfällt ein entsprechender Risikopuffer für die Windenergie vollständig.

2.4 Auswirkungen auf Direktvermarktung und Marktstruktur

Bislang konnten kleinere und mittlere Energieversorger, die mit Prognoseabweichungen und Ausgleichsenergie verbundenen Risiken im Rahmen der Direktvermarktung weitgehend an spezialisierte Direktvermarkter auslagern, welche diese Risiken gegen Vergütung des Bewirtschaftungsentgelts übernommen haben.

Mit der neuen Regelung wird das Modell des Dienstleisters unattraktiv, da mit dem Wegfall des variablen Teils das eingegangene Risiko des Dienstleisters nicht (mehr) genügend abgedeckt wird. Dies gefährdet unmittelbar die Marktfähigkeit erneuerbarer KEV-Anlagen und untergräbt die Wirksamkeit der Förderinstrumente für erneuerbare Energien.

Es ist also zu befürchten, dass Anlagenbesitzer keinen Dienstleister mehr finden. Dies erhöht den wirtschaftlichen Druck auf kleinere Anlagen und benachteiligt kommunale und regionale Akteure gegenüber grossen Versorgern mit breiten Portfolios.

2.5 Investitionssicherheit und administrative Komplexität

Das Bewirtschaftungsentgelt erfüllt neben der Kostenkompensation auch eine risikomindernde Funktion. Dessen vollständige Streichung verschlechtert die Finanzierbarkeit von Windprojekten, insbesondere für kleinere und mittlere Vorhaben und steht im Widerspruch zu den energiepolitischen Ausbauzielen der Windenergie des Bundes.

Zudem trägt die Revision zu einer weiteren Verkomplizierung der Bewirtschaftung erneuerbarer Anlagen bei. Was mit der Einführung der KEV im Jahr 2008 als klar geregeltes und administrativ einfaches Förderinstrument begann, entwickelt sich zunehmend zu einem komplexen System mit hohen Anforderungen an Marktkennntnis, Prognosequalität und Risikomanagement.

Diese Komplexität ist für die Mehrheit der betroffenen Anlagen weder sachgerecht noch effizient und führt sowohl auf Seiten der Betreiber als auch beim Vollzug zu erheblichem Mehraufwand.

3. Bewertung der Neon-Studie

Die Feststellung, wonach Windenergie in den Jahren 2023 und 2024 im Einpreismodell Gewinne erzielt hätte, ist als ex-post-Betrachtung einzelner Jahre korrekt. Daraus kann jedoch nicht abgeleitet werden, dass Windenergie dauerhaft keine Ausgleichsenergiekosten tragen wird. Die Aussage ist als statistischer Mittelwert zu interpretieren und nicht als tragfähige Grundlage für die vollständige Abschaffung eines variablen Risikopuffers.

4. Vorschlag zur Anpassung

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

1 Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt, das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt.

Abs. 2-6: Streichen.

2 (neu) Die Höhe des fixen Anteils für die Vermarktungskosten beträgt für alle Technologien 0,11 Rp./kWh.

3 (neu) Der variable Anteil wird für die Übergangsphase in folgender Höhe fixiert:

a. 1,13 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;

b. 0,49 Rp./kWh bei Wasserkraftanlagen;

c. 0,20 Rp./kWh bei KVA;

d. 0,49 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom...

Für PV-Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

5. Schlussbemerkung

Solange die Auswirkungen des Einheitspreismodells noch nicht verlässlich abschätzbar sind, sollte das neue Regime nicht definitiv eingeführt werden. In der vorgesehenen Ausgestaltung wird die Photovoltaik privilegiert behandelt, während alle übrigen Technologien den Ausgleichsenergiekosten ausgesetzt werden.

Als pragmatische Übergangslösung schlagen wir vor, für eine befristete Dauer von zwei Jahren einen konstanten Wert anzuwenden, basierend auf den im Erläuterungsbericht des BFE ausgewiesenen Ausgleichsenergiekosten zuzüglich des fixen Anteils von 0.11 Rp./kWh. Parallel dazu ist die Wirkung des neuen Modells zu evaluieren.

Diese Übergangsregelung ist insbesondere vor dem Hintergrund der energiepolitischen Bedeutung der Windenergie notwendig: Sie leistet einen wesentlichen Beitrag zur Winterstromproduktion, zur technologischen Diversifikation und zur regionalen Versorgungssicherheit.

Bei der zukünftigen Ausgestaltung des Bewirtschaftungsentgelts ist sicherzustellen, dass diese Rolle der Windenergie angemessen berücksichtigt und nicht regulatorisch geschwächt wird.

Freundliche Grüsse


Lars Losinger
Geschäftsleiter
Ronny Leuenberger
Leiter Energie + Vertrieb

Bundesamt für Energie (BFE)
3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

27. Januar 2026

Michel Piot, Direktwahl +41 62 825 25 06, michel.piot@strom.ch

Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) Stellung nehmen zu können.

Der VSE anerkennt, dass aufgrund des Wechsels vom Zweipreis- auf das Einpreismodell bei der Bestimmung der Ausgleichsenergiekosten ein Systemwechsel erfolgt, den es in der Verordnung abzubilden gilt.

Die Vorgehensweise des BFE erscheint aber übereilt. Es wäre zielführender gewesen, wenn die Branche bei den Überlegungen im Vorfeld zur Vernehmlassung einbezogen worden wäre. Damit hätte eine möglichst tragfähige und abgestützte Lösung für die Umsetzung auf das Einpreismodell erzielt werden können. Bei einer Umsetzung des Vorschlags des Bundesrates werden Kraftwerksbetreiber Mühe bekunden, einen Dienstleister zu finden, da das Bewirtschaftungsentgelt das eingegangene Risiko des Dienstleisters nicht mehr vergütet.

Der VSE fordert deshalb eine zweijährige Übergangsphase bis zum 31. Dezember 2027. In der ersten Phase sind Erfahrungen mit dem Einpreismodell zu sammeln; dabei ist das Bewirtschaftungsentgelt bestehend aus einem fixen und einem variablen Anteil für sämtliche Technologien beizubehalten. Basierend auf den erzielten Erfahrungen ist in einer zweiten Phase die Verordnung so anzupassen, dass sie dem Zweck der Direktvermarktung und dem neuen Einpreismodell gerecht wird.

Fachliche Verankerung des Vorschlages des Bundesrates

Der Verordnungsänderung liegt ein Gutachten des BFE zugrunde, das mit der Historie (und dem damit bis Ende 2025 noch gültigen Regime) Abschätzungen zum neuen Regime (mit dem Einpreismodell) macht. Diese Extrapolation der Historie auf die Zukunft wird vom VSE angezweifelt und nachfolgend ausgeführt.

Es mag stimmen, dass der langfristige Erwartungswert der Ausgleichsenergiekosten für den gesamten Schweizer Produktionspark mit dem Einpreismodell ungefähr null beträgt. Diese Argumentation stimmt aber nicht für das Portfolio eines Dienstleisters im Allgemeinen und für eine einzelne Produktionsanlage im Speziellen. Unberücksichtigt bzw. unvergütet bleibt mit der Streichung der vorgeschlagenen variablen Komponente des Bewirtschaftungsentgelts zudem das Streuungsrisiko der Ausgleichsenergiekosten.

Das Gutachten behauptet, dass nur Photovoltaik in das «Common-Shocks»-Regime fällt. Dieser Aussage stimmt der VSE nicht zu, da einerseits grossflächige Wetterphänomene (Beispiel grosse Gewitterzellen) zu «Common Shocks» der gesamten Laufwasserkraft führen können und andererseits Föhnereignisse und regionale Gewitter zu erheblichen Auswirkungen auf die vorhergesehene Produktion von Laufwasserkraftwerken und Windkraftanlagen führen können – und zwar in beide Richtungen (deutlich höhere Produktion als erwartet bzw. ausfallende Produktion aufgrund von notwendigen Abschaltungen).

Im Gutachten wird der Fall eines Ausfalls eines grossen Kraftwerkes nicht weiter berücksichtigt. Damit wird vernachlässigt, dass ein solches Ereignis in Kombination mit einem regionalen Wetterphänomen zu hohen Ausgleichsenergiekosten für KEV-Kraftwerke führen kann. Dies zeigt auch, dass das Risikoprofil für den Dienstleister – beispielsweise aufgrund eines unerwarteten Ausfalls einer Anlage – nicht symmetrisch, sondern asymmetrisch verteilt ist und folglich zwingend in geeigneter Weise im Bewirtschaftungsentgelt zu berücksichtigen ist.

Weitere Bemerkungen

Mit der neuen Regelung wird das Modell des Dienstleisters (Direktvermarkters) unattraktiv, da mit dem Wegfall des variablen Teils das eingegangene Risiko des Dienstleisters nicht abgedeckt wird. Dies gefährdet unmittelbar die Marktfähigkeit erneuerbarer KEV-Anlagen und untergräbt die Wirksamkeit der Förderinstrumente für erneuerbare Energien. Es ist also zu befürchten, dass Kraftwerksbetreiber keinen Dienstleister mehr finden.

Bei vielen Kleinlaufwasserkraftwerken beobachtet man eine Diskrepanz zwischen dem Referenz-Marktpreis und den durchschnittlichen realisierbaren Einnahmen aus dem Spotmarkt. Das heisst der Referenz-Marktpreis ist für diese Anlagen kein repräsentativer Mittelwert der durchschnittlichen Einnahmen¹. Dies führt dazu, dass die Differenz zwischen dem durchschnittlichen Spotmarkterlös und dem Referenz-Marktpreis für diese Anlagen negativ ist und damit zu einer Schlechterstellung führt. Dies liegt daran, dass es grössere KEV-Wasserkraftwerke gibt, die eine Speichermöglichkeit aufweisen, was zu einer Verzerrung bei der Bildung des Referenz-Marktpreises führt, worunter viele kleine Laufwasserkraftwerke zu leiden haben. In der Vergangenheit hat die variable Komponente des Bewirtschaftungsentgelts geholfen, dieses Produktionsprofilrisiko auszugleichen.

Forderung des VSE

Mit der Anpassung auf ein Einpreismodell bei der Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise ändert sich das Regime grundsätzlich. Daraus lässt sich ableiten, dass Überlegungen und Abschätzungen basierend auf der Historie (wie sie im Gutachten des BFE präsentiert werden) sich nicht ohne Weiteres auf ein neues Regime

¹ Zwar hat sich die Situation mit der Einführung des monatlichen RMP verbessert, ist aber aufgrund fehlender Speichermöglichkeiten dieser Kraftwerke immer noch ausgeprägt.

übertragen lassen. Es ist anzunehmen, dass Bilanzgruppen sich mit dem neuen Regime anders aufstellen werden als bisher – dazu sollte man erste Erfahrungen sammeln, bevor bereits reguliert wird.

Die Verordnung tritt de facto mit der Übergangsbestimmung bereits am 1. Januar 2026 in Kraft. Dies ist zweifach problematisch: 1) die abgeschlossenen Verträge zwischen Anlageneigentümer und Dienstleister können nicht (in dieser Frist) geändert werden; 2) ein Ändern der Verträge auf den frühestmöglichen Zeitpunkt (gemäss Vertragsbedingungen) oder auf Basis der Regulatory Change Clause ist aber auch nicht umsetzbar, da nicht bekannt ist, was am Schluss in der Verordnung stehen wird.

Der VSE fordert deshalb eine zweijährige Übergangsphase bis zum 31. Dezember 2027. In der ersten Phase (mindestens 6 Monate) sind Erfahrungen mit dem Einpreismodell zu sammeln; dabei ist das Bewirtschaftungsentgelt bestehend aus einem fixen und einem variablen Anteil für sämtliche Technologien beizubehalten. Basierend auf den erzielten Erfahrungen ist in einer zweiten Phase die Verordnung so anzupassen, dass sie dem Zweck der Direktvermarktung und dem neuen Einpreismodell gerecht wird. Während dieser Übergangsphase hat das Bewirtschaftungsentgelt weiterhin für alle Technologien aus einem fixen Teil für die Vermarktungskosten und einem variablen Teil für die Ausgleichsenergiekosten zu bestehen, wobei für den variablen Teil ein Minimum zu definieren ist, das dem Wert aus dem Jahr 2023 entspricht. Die Details sind dem Anhang zu entnehmen. Aufgrund der notwendigen Vertragsverhandlungen zwischen Dienstleister und Kraftwerksbetreiber ist der finale Verordnungstext spätestens Ende Juni 2027 zu publizieren.

Im Weiteren fordert der VSE, dass die Preisbildung beim Referenz-Marktpreis überprüft wird und mit den Betreibern Vorschläge ausgearbeitet werden, die die Problematik der Nichtrepräsentativität des Referenz-Marktpreises für ein durchschnittliches KEV-Laufwasserkraftwerk adressieren.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für allfällige Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'M. Frank'.

Michael Frank
Direktor

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'N. Brauchli'.

Nadine Brauchli
Bereichsleiterin Energie

Anhang

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

1 Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh.

2 Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung wird pro kWh eingespeiste Elektrizität zusätzlich vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten ausgerichtet.

3 Die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten entspricht dem Maximum aus den durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten pro kWh Elektrizität, die im entsprechenden Quartal aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeist wird, und der in Abs. 5 festgehaltenen technologiespezifischen Risikoprämie.

4 Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit dem Faktor von 0,4 multipliziert. Die vereinfachte Prognose basiert auf der am Vortag aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeisten Elektrizität.

5 (neu) Aufgrund der Varianz der Ausgleichsenergiekosten beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten von Photovoltaikanlagen mindestens 1,13 Rp./kWh.

6 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten vierteljährlich.

Art. 108d streichen

Art. 108d (neu) Übergangsbestimmung zur Änderung vom...

Bis zum 31. Dezember 2027 gilt Art. 26 Abs. 2 bis Abs. 5 sinngemäss auch für alle anderen Produzenten in der Direktvermarktung. Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen Produktionsanlagen eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit dem Faktor von 1,0 multipliziert. Aufgrund der Varianz der Ausgleichsenergiekosten beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten von

- a. Windenergieanlagen mindestens 1,13 Rp./kWh;
- b. Wasserkraftanlagen mindestens 0,49 Rp./kWh;
- c. KVA mindestens 0,2 Rp./kWh;
- d. übrigen Biomasseanlagen: 0,49 Rp./kWh.

Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation (UVEK)
Herr Bundesrat Albert Rösti
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Elektronisch:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Zürich, 6. Februar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung): Stellungnahme scienceindustries

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Ihrem Schreiben vom 1. Dezember 2025 haben Sie uns eingeladen, zur Revision der Energieförderungsverordnung (EnFV) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit, welche wir hiermit gerne wahrnehmen.

scienceindustries vertritt über 250 zukunftsorientierte Unternehmen aus den Industrien Chemie, Pharma und Life Sciences und setzt sich für wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen ein, die den Forschungs-, Produktions- und Unternehmensstandort Schweiz stärken.

Unsere exportstarke Industrie übernimmt Verantwortung für den effizienten Umgang mit Energie und Ressourcen und unterstützt das Netto-Null-Ziel bis 2050. Für die Erreichung ihrer Klimaziele benötigen unsere Unternehmen jedoch eine zuverlässige, bezahlbare und klimaneutrale Energieversorgung, die ihre Wettbewerbsfähigkeit und Innovationskraft sichert.

Zusammenfassung: scienceindustries unterstützt die vorgeschlagene Revision des Bewirtschaftungsentgelts. Die Vorlage setzt die Umstellung auf das Einpreismodell konsequent um, verhindert strukturelle Übervergütungen und schützt den Netzzuschlagsfonds sowie die Stromverbraucher. Die Konzentration des variablen Bewirtschaftungsentgelts auf Photovoltaikanlagen mit systematischen Ausgleichsenergiekosten ist sachgerecht und ordnungspolitisch korrekt.

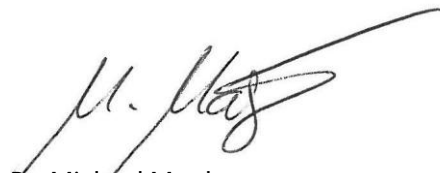
Gemäss dem erläuternden Bericht sind von der Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts rund 1'000 Anlagen mit einer jährlichen Produktion von insgesamt rund 3 TWh betroffen. Davon entfallen rund 650 Anlagen auf die Photovoltaik, welche zusammen lediglich etwa 0,2 TWh produzieren. Der überwiegende Teil der betroffenen Energiemenge (rund 2,8 TWh) stammt somit aus anderen Technologien.

Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, den variablen Teil des Bewirtschaftungsentgelts konsequent auf jene Technologien zu beschränken, bei denen im Einpreismodell weiterhin systematische Ausgleichsenergiekosten anfallen. Für Photovoltaikanlagen ist dies nachvollziehbar.

Entscheidend ist hingegen, dass für die verbleibenden 2,8 TWh kein variabler Bestandteil des Bewirtschaftungsentgelts aufrechterhalten wird, der gemäss der vom Bundesamt für Energie (BFE) herangezogenen Studie im neuen Einpreismodell zu strukturell positiven Salden führen würde. Eine Weiterführung dieser Entgelte wäre weder kostenbasiert noch systemgerecht und würde den Netzzuschlagsfonds sowie letztlich die Stromverbraucher unnötig belasten.

Für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme bedanken wir uns im Voraus und stehen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Dr. Michael Matthes
Vizedirektor



Anna Bozzi
Leiterin Umwelt und Nachhaltigkeit

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

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

Wirtschaftspolitik

Philipp Bregy
Ressortleiter Energie

Pfingstweidstrasse 102
Postfach
CH-8037 Zürich
Tel. +41 44 384 48 04

p.bregy@swissmem.ch
www.swissmem.ch

Zürich, 6. Februar 2026

Vernehmlassung zur Änderung der Energieförderungsverordnung – Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Einladung zur Stellungnahme im Rahmen der Vernehmlassung.

Swissmem ist der führende Verband für KMU und Grossunternehmen der schweizerischen Tech-Industrie. Swissmem fördert die nationale und die internationale Wettbewerbsfähigkeit ihrer über 1'400 Mitgliedsfirmen durch eine wirkungsvolle Interessenvertretung, bedarfsgerechte Dienstleistungen, eine gezielte Vernetzung sowie eine arbeitsmarktgerechte Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.

Die Schweizer Tech-Industrie ist eine vielseitige und innovative Hightech-Branche, die in sämtlichen Lebens- und Wirtschaftsbereichen leistungsstarke Lösungen anbietet. Sie erwirtschaftet rund 7% des Bruttoinlandproduktes und nimmt damit in der schweizerischen Volkswirtschaft eine Schlüsselrolle ein. Die Branche ist mit 330'000 Beschäftigten die grösste industrielle Arbeitgeberin der Schweiz und leistet mit Ausfuhren im Wert von CHF 68,3 Milliarden 24% der gesamten Güterexporte. 55% der ausgeführten Güter der Tech-Industrie werden in die EU, 14.8% in die USA und 7.4% nach China exportiert.

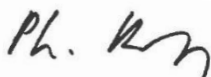
Swissmem begrüsst die Änderungen in der Energieförderungsverordnung. Um Anreize für eine ausgeglichene Systembilanz zu schaffen und damit Ausgleichs- und Regelenergiekosten zu reduzieren, hat Swissgrid bei der Verrechnung von Ausgleichsenergie ein Einheitspreismodell eingeführt. Für rund 2.8 TWh (93%) der betroffenen Direktvermarktungsproduktion von total rund 3 TWh fallen unter dem neuen Ausgleichspreismodell keine strukturellen Ausgleichsenergiekosten mehr an. Entsprechend steht das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten nur noch den rund 0.2 TWh zu, bei denen systematisch Ausgleichsenergiekosten anfallen. Mit dieser Anpassung kann der Netzzuschlagfonds und indirekt auch die Verbraucher entlastet werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Für Fragen steht Ihnen Philipp Bregy gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Dr. Stefan Brupbacher
Direktor



Philipp Bregy
Ressortleiter Energie

Zürich, 6. Februar 2026

suissetec, Postfach, CH-8021 Zürich

Bundesamt für Energie
Pulverstrasse 13
3063 Ittingen

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

Unsere Referenz

Alexander Widmer
+41 43 244 73 35
alexander.widmer@suissetec.ch

Vernehmlassung der Revision Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung)

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, im Rahmen der Vernehmlassung der Revision Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung) Stellung nehmen zu können.

Dem Schweizerisch-Liechtensteinischen Gebäudetechnikverband suissetec gehören rund 3'600 Unternehmungen aus den Branchen Sanitär, Spenglerei/Gebäudehülle, Heizung, Klima/Kälte, Lüftung, Rohrleitungsbau/Werkleitungen sowie Solarinstallationen an. In diesen Unternehmungen bestehen rund 65'000 Arbeitsverhältnisse, wobei die Arbeitnehmenden unserer Hersteller-Lieferanten in dieser Zahl nicht enthalten sind.

Inhalt der Vorlage

Swissgrid führt per 1. Januar 2026 ein Einpreismodell für Ausgleichsenergie ein. Mit dem Wechsel ergibt die bisherige Berechnung des variablen Bewirtschaftungsentgelts immer den Wert null, weshalb eine Anpassung des Berechnungsmodells nötig ist. Gemäss dem vorgeschlagenen Modell fallen systematische Ausgleichsenergiekosten nur noch dort an, wo Prognosefehler die Systembilanz beeinflussen. Aufgrund grossflächiger Wettereffekte soll dies einzig bei Photovoltaikanlagen zutreffen. Für alle übrigen Technologien – Biomasse, KVA, Wasserkraft und Wind – entstehen im Mittel keine systematischen Kosten mehr, weshalb der variable Entgeltteil entfallen soll. Für Photovoltaik soll ein neues, quartalsweises Berechnungsmodell eingeführt werden. Es basiert auf hypothetischen Ausgleichsenergiekosten, die mittels eines Korrekturfaktors an realistische Prognosen angepasst werden.

Die Reform führt gemäss erläuterndem Bericht zu deutlich tieferen Kosten für den Netzzuschlagsfonds. Statt 16 bzw. 34 Mio. Franken in den Jahren 2023 und 2024 wären im Einpreismodell nur rund 1,5 bzw. 6 Mio. Franken angefallen.

Die Verordnungsrevision soll am 1. Juli 2026 in Kraft treten. Der variable Anteil für Photovoltaik wird für das erste Halbjahr 2026 rückwirkend ausbezahlt.

Beurteilung der Vorlage

suissetec begrüsst grundsätzlich energiepolitische Weiterentwicklungen, welche zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau erneuerbarer Energien beitragen. Entsprechend beurteilt suissetec die Revision dahingehend positiv, als dass sie dem Umstand Rechnung trägt, dass Photovoltaikanlagen in bestimmten Situationen systemstützend wirken können. Trägt die Einspeisung durch Photovoltaikanlagen zur Stabilisierung der Systembilanz bei, so resultieren künftig Gewinne aus der Ausgleichsenergie, welche vollständig bei den Anlagenbetreibern bleiben. Damit wird ein verlässlicher Anreiz geschaffen, um den wertvollen Beitrag der Solarenergie für ein stabiles und resilienteres Stromsystem zu unterstützen. Mittels Speicher, steuerbarer Lasten und vertraglicher Flexibilitäten können Kosten gesenkt bzw. Erträge angehoben werden und systemunterstützend wirken.

Ob und inwiefern dies tatsächlich der Fall sein wird, ist jedoch schwer abschätzbar. Die Kostenschätzung im Bericht erfolgte auf historischen und somit für das neue Modell hypothetischen Berechnungen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass das neue Modell auch zu Verhaltensanpassungen und so zu Preisänderungen sowie Neubeurteilungen von Risiken führt. Eine Erhöhung des Referenzmarktpreises könnte aufgrund des Bestandsschutzes zu höheren Kosten bei Direktvermarktern führen. Ohne kostendeckendes Bewirtschaftungsentgelt sowie einer (technologiespezifische) Risikoprämie für den Fall, dass die Ausgleichsenergiekosten die -erlöse übersteigen, dürften in Zukunft höhere Kosten sowie höhere Risiken schliesslich an die Anlagenbetreiber weitergegeben werden. Insgesamt geht suissetec davon aus, dass die Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten höher anfallen, als dies im erläuternden Bericht geschätzt wird. In letzter Konsequenz dürfte dies den Zugang, die Marktintegration und den Ausbau erneuerbarer Energien insgesamt erschweren.

Aufgrund der Unsicherheiten, welche mit der Revision einhergehen, schlägt suissetec eine ein- bis zweijährige Übergangsphase vor, in welcher das Einpreismodell eingehend geprüft werden soll. Während dieser Übergangsphase ist ein fixes Bewirtschaftungsentgelt vorzusehen, das eine kostendeckende Vermarktung gewährleistet und dazu beiträgt, Marktaustritte zu vermeiden sowie neue Markteintritte zu ermöglichen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme bei der weiteren Beratung.

Freundliche Grüsse



Christoph Schärer
Direktor



Alexander Widmer
Leiter Politik
Mitglied der Geschäftsleitung

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

Liestal, 6. Februar 2026

Vernehmlassung betreffend die Revision der Energieförderungsverordnung

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti
Sehr geehrte Damen und Herren

Die ADEV Energiegenossenschaft dankt Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme.
Unser Unternehmen ist einer der grössten Contractoren von Photovoltaiklösungen und von
Wind- und Kleinwasserkraftwerken in der Schweiz. Wir sind auf eine effiziente Vermarktung
des produzierten erneuerbaren Stroms angewiesen.

Mit der vorliegenden Stellungnahme äussern wir uns zu den Anpassungen der Energieför-
derungsverordnung (EnFV) in Bezug auf Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt. Auf den
nachfolgenden Seiten sind unsere zentralen Änderungsforderungen beschrieben.

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme und die Aufnahme unserer
Änderungsvorschläge. Bei Rückfragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
ADEV Energiegenossenschaft



Thomas Tribelhorn



Bernhard Schmocker

Wir erlauben uns, zur vorliegenden Vorlage wie folgt Stellung zu nehmen:

1. Grundsätzliche Bedenken bezüglich des Vorgehens und der Rechtsstaatlichkeit

Die gewählte Vorgehensweise erscheint problematisch und berührt zentrale Prinzipien der Rechtsstaatlichkeit. Das Vernehmlassungsverfahren wurde am 1. Dezember 2025 eröffnet, obwohl das UVEK bereits verfügt hatte, dass ab 1. Januar 2026 lediglich der feste Anteil des Bewirtschaftungsentgelts ausbezahlt wird. Die variablen Anteile sollen gemäß Verfügung erst im dritten Quartal 2026 folgen.

Dieses Vorgehen führt zu erheblicher Rechtsunsicherheit für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter: Während die Höhe des Variablenanteils unklar bleibt, fallen Ausgleichsenergieerisiken und entsprechende Kosten bereits an. Darüber hinaus bestehen erhebliche Zweifel, ob das UVEK überhaupt über die rechtliche Kompetenz verfügt, eine solche Übergangsregelung anzuordnen.

2. Inhaltliche Mängel der Vorlage

Neben den grundsätzlichen Einwänden bestehen auch inhaltliche Bedenken. Nach unserer Einschätzung dürften die tatsächlichen Vermarktungskosten in der Praxis deutlich höher ausfallen als vom BFE dargestellt. Diese Einschätzung basiert auf folgenden Aspekten:

Methodische Annahmen der BFE-Berechnungen:

Die AE-Kostenberechnung basiert auf hypothetischen, insbesondere statischen Zeitreihen. Eine mögliche Marktdynamik im künftigen Einpreissystem wurde nicht berücksichtigt. Die für die Begründung verwendeten Zeitreihen bilden einen ineffizienten Markt ohne Reaktion der teilnehmenden Bilanzgruppen auf Ausgleichsenergiepreise ab. Dies ist konzeptionell fragwürdig, da das BFE selbst einen effizienten Marktmechanismus anstrebt.

Fehleinschätzung flexibilisierter Marktteilnehmer:

In einem effizienten Markt passen kontinuierlich regelbare Akteure ihre Positionen an, um den Systemzustand zu antizipieren. Dargebotsabhängige Kleinanlagen können nicht sterben und verbleiben somit als unflexible Residualproduktion im System. Dadurch verursachen sie überproportional hohe Ausgleichsenergiekosten. Unter Einbezug marktaktiver, flexibler Produktion ist daher systembedingt von einer positiven Korrelation zwischen Mengenabweichung und Preis sämtlicher dargebotsabhängiger Technologien auszugehen – selbst bei einem erwarteten Mittelwert von null.

Ausblendung von Profilwerten und Varianz:

Die Profilwerte einzelner Anlagenkategorien liegen in der Praxis deutlich unter dem Referenzmarktpreis. Aufgrund des ursprünglich gewährten Bestandsschutzes muss ein tieferer Profilwert in der Direktvermarktung durch den Vermarkter kompensiert werden. Zudem kann auf Ebene einzelner Anlagen nicht ausgeschlossen werden, dass die Ausgleichsenergiekosten die Markterlöse übersteigen. Diese Kosten konnten bisher durch den flexiblen Anteil des Wirtschaftsentsgelts abgedeckt werden. Dieser Portfolioeffekt entfällt im neuen System.

3. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Damit ein Vermarkter bereit ist, die genannten Risiken zu übernehmen, ist kostendeckendes Wirtschaftsentsgelt inklusive einer angemessenen Risikoprämie zwingend erforderlich. Sollte dies nicht gewährleistet sein, werden die zusätzlichen Kosten unweigerlich an den Anlagenbetreiber weitergegeben, womit der ursprünglich zugesicherte Bestandsschutz faktisch aufgehoben wäre.

Darüber hinaus ist es anzunehmen, dass insbesondere kleinere Anlagen mit erhöhtem individuellem Risiko in Zukunft Mühe haben werden, überhaupt einen Direktvermarkter zu finden. Dies wäre kontraproduktiv für die angestrebte Wettbewerbsfähigkeit und Systemintegration der dezentralen Erzeugung.

Wir danken für die Berücksichtigung dieser Punkte im weiteren Gesetzgebungsprozess.

Antrag

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt Abs. 1 bis 6

Verordnungstext	Änderungsantrag
1 Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh. 2 Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung wird pro kWh eingespeiste Elektrizität zusätzlich vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten ausgerichtet. 3 Die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten entspricht den durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten pro kWh Elektrizität, die im entsprechenden Quartal aus allen last ganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeist wird. 4 Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit dem Faktor 0,4 multipliziert. Die vereinfachte Prognose basiert auf der am Vortag aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeisten Elektrizität. 5 Resultiert ein negativer Wert, so beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten 0 Rp/kWh. 6 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten vierteljährlich.	1 Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt, das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt. Abs. 2-6: Streichen. 2 (neu) Das Bewirtschaftungsentgelt wird für die Übergangsphase in folgender Höhe fixiert: a. 1,30 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen; b. 0,65 Rp./kWh bei Wasserkraftanlagen; c. 0,35 Rp./kWh bei KVA; d. 0,65 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom...

Verordnungstext	Änderungsantrag
Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.	Für Photovoltaikanlagen Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

Begründung

Prognosen bezüglich zukünftiger Ausgleichsenergiekosten sind höchst unsicher und dürfen daher nicht für eine wesentliche Änderung der Rahmenbedingungen herangezogen werden. Es ist eine Übergangsfrist von mindestens einem Jahr vorzusehen, bis genügend Erfahrungswerte vorliegen, um einen Systemwechsel sicher vornehmen zu können. Die Übergangsregelung ist technologieneutral und diskriminierungsfrei auszugestalten. Die Übergangsfrist soll genutzt werden, um eine Methodenanpassung unter Berücksichtigung der Systemreaktion auf das neue Einpreis-Modell zu evaluieren und sorgfältig einführen zu können.

Entgegen der Einschätzung des BFE dürften die tatsächlichen Vermarktungskosten im neuen Einpreis-Modell in der Praxis wesentlich höher ausfallen als prognostiziert. Wir schlagen daher als Kompromiss für die genannte Übergangsfrist ein fixes Bewirtschaftungsentgelt vor, das sich in der Höhe an den vom BFE publizierten Zahlen für 2023 orientiert. In der vorgeschlagenen Höhe und beim prognostizierten Energiepreisniveau für 2026 sollten mit dem Bewirtschaftungsentgelt die anfallenden Vermarktungskosten voraussichtlich gedeckt werden können.

aeesuisse • Falkenplatz 11 • 3012 Bern

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie, BFE

Per Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 6. Februar 2026

Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) Stellung nehmen zu können.

Die aeesuisse begrüsst grundsätzlich die Entwicklung eines Preismodells mit effizienten Systemanreizen. Die vorliegende Verordnungsrevision und insbesondere die daraus abgeleitete Neuberechnung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts werfen jedoch erhebliche konzeptionelle und praktische Fragen auf.

Es ist davon auszugehen, dass die tatsächlichen Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten in der Praxis deutlich höher ausfallen werden als im Erläuternden Bericht prognostiziert. Die zugrunde liegende Methodik unterschätzt systematisch die Risiken und Kosten, denen insbesondere dargebotsabhängige Kleinanlagen in der Direktvermarktung ausgesetzt sind.

Wir beantragen deshalb:

- eine Übergangsfrist von mindestens zwei Jahren, um belastbare Erfahrungswerte im vorgeschlagenen Einpreismodell zu sammeln;
- eine technologieneutrale und diskriminierungsfreie Übergangsregelung; und
- eine verlässliche und angemessene Anschlusslösung basierend auf den gesammelten Erfahrungswerten

Als pragmatische und sachgerechte Übergangslösung schlägt die aeesuisse für die Übergangsfrist ein fixes Bewirtschaftungsentgelt vor, dessen Höhe sich an den vom BFE publizierten Werten für das Jahr 2023 orientiert.

Allgemeine Information zur aeesuisse

Als Dachverband der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz vertreten wir die konsolidierten Interessen von rund 30 Branchenverbänden und rund 600 Unternehmen (darunter zahlreiche EVU), die in den Bereichen der erneuerbaren Energieerzeugung, Energieverteilung und -vermarktung, Energiespeicherung, Energieeffizienz und Mobilität engagiert sind. In ihrem Sinne stehen wir ein für eine fortschrittliche und nachhaltige Energie- und Klimapolitik. Wir unterstützen den Bundesrat in seinem Netto-Null-Emissionsziel bis 2050 und engagieren uns für eine konsequente und beschleunigte Umsetzung der Energiestrategie 2050.

Energieförderverordnung (EnFV)

Die aeesuisse anerkennt das Ziel des Bundesamts für Energie, mit der Einführung des Einpreismodells effizientere und systemdienliche Anreize im Ausgleichsenergiemarkt zu schaffen. Die vorliegende Revision der Energieförderungsverordnung unterschätzt die realen wirtschaftlichen Konsequenzen für die Direktvermarktung jedoch erheblich. Insbesondere ist davon auszugehen, dass die tatsächlichen Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten deutlich höher ausfallen werden als im Erläuternden Bericht prognostiziert.

Die Kostenabschätzung im Erläuternden Bericht basiert auf hypothetischen, rückblickenden und statischen Zeitreihen und bildet damit einen Markt ohne Verhaltensanpassungen ab. Dies steht im Widerspruch zum erklärten Ziel eines effizienten Einpreissystems. In einem solchen Markt reagieren flexible und regelbare Akteure aktiv auf Preissignale und optimieren ihre Fahrpläne. Dargebotsabhängige Kleinanlagen und nicht steuerbare Anlagen können dies nicht. Sie verbleiben als unflexible Residualproduktion im System und tragen dadurch strukturell überproportional zu Systemabweichungen und Ausgleichsenergiekosten bei. Unter realistischen Marktannahmen ist daher von einer systematisch positiven Korrelation zwischen Mengenabweichung und Ausgleichsenergiepreis für dargebotsabhängige Technologien auszugehen, selbst wenn der mittlere Prognosefehler null beträgt. Diese systemische Benachteiligung wird in der Methodik im Erläuternden Bericht nicht ausreichend berücksichtigt.

Zudem blendet der Vorschlag zentrale Kosten- und Risikokomponenten aus. In der Praxis liegen die Profilwerte einzelner Anlagenkategorien häufig deutlich unter dem Referenz-Marktpreis. Beispielhaft verweisen wir bei der Wasserkraft auf einen strukturellen Effekt, der im Erläuternden Bericht nicht berücksichtigt wird: Der Referenzmarktpreis wird durch steuerbare, typischerweise grössere Anlagen mit hoher Flexibilität beeinflusst, die ihre Produktion auf Hochpreisstunden optimieren. Nicht steuerbare Kleinwasserkraftanlagen können dieses Verhalten nicht spiegeln und profitieren entsprechend nicht im gleichen Ausmass. Dadurch kann der Referenzmarktpreis systematisch höher ausfallen, als es einem Referenzwert für nicht steuerbare Wasserkraft entspräche. Aufgrund des zugesicherten Bestandsschutzes müssen Direktvermarkter diese Differenz tragen.

Gleichzeitig führt die Varianz im Zusammenhang mit einem potenziellen Ausfallrisiko zu einem asymmetrischen Risikoprofil für den Dienstleister. Im bisherigen System konnten solche Risiken über Portfolioeffekte abgedeckt werden. Mit dem neuen System entfällt dieser Effekt vollständig, wodurch Risiken individualisiert und auf einzelne Anlagen und Vermarkter verlagert werden.

Heutige, vergleichsweise tiefe Ausgleichskosten sind auch nicht ohne Weiteres in einen zukünftigen Zustand mit deutlich höheren installierten Kapazitäten übertragbar: Mit dem politisch angestrebten Ausbau der Windenergie ist mit steigender Volatilität und damit auch steigenden Ausgleichsenergiekosten zu rechnen. Erfahrungen aus Märkten mit höherem Windanteil (z. B. Deutschland) deuten darauf hin, dass entsprechende Kosten auch bei verbesserter Prognosegüte substantiell bleiben können.

Ohne ein kostendeckendes Bewirtschaftungsentgelt inklusive angemessener Risikoprämie ist nicht zu erwarten, dass Direktvermarkter bereit sind, diese Risiken zu übernehmen. Die Verfügbarkeit von Direktvermarktern dürfte folglich abnehmen, insbesondere bei kleineren Betreibern ohne breitem Portfolio. In der Konsequenz würden zusätzliche Kosten auf die Anlagenbetreiber überwältzt, der kommunizierte Bestandsschutz faktisch ausgehöhlt und der Zugang zur Direktvermarktung für risikobehaftete Anlagen erschwert oder verunmöglicht. Dies steht im Kontrast zum angestrebten Ausbau von erneuerbaren Energien und dem Ziel ihrer erfolgreichen Marktintegration.

Angesichts der genannten hohen Unsicherheiten über die künftige Marktdynamik und das Ausgleichsenergiepreisniveau sind belastbare Prognosen derzeit nicht möglich. Sie dürfen aus unserer Sicht nicht als Grundlage für eine dauerhafte Neuausrichtung der Rahmenbedingungen dienen. Die aeesuisse beantragt folglich eine zweijährige Übergangsfrist, um Erfahrungswerte zu gewinnen und die Methodik des Einpreismodells fundiert zu überprüfen.

Für diese Übergangsphase schlägt die aeesuisse ein fixes Bewirtschaftungsentgelt vor, das sich an den vom BFE publizierten Werten für 2023 orientiert. Dieses ermöglicht bei den erwarteten Energiepreisen eine weitgehend kostendeckende Vermarktung, wahrt den Bestandsschutz und verhindert Fehlanreize sowie unnötige Marktaustritte erneuerbarer Anlagen.

Art. 26 – Bewirtschaftungsentgelt

¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt, ~~das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt.~~

²⁻⁶ *streichen*

^{2 (neu)} **Das Bewirtschaftungsentgelt beträgt bis zum 31. Dezember 2027:**

- a. **1,30 Rp./kWh bei Photovoltaik-, Windenergieanlagen und nicht-steuerbaren Wasserkraftanlagen;**
- b. **0,65 Rp./kWh bei steuerbaren Wasserkraftanlagen;**
- c. **0,35 Rp./kWh bei Kehrlichtverbrennungsanlagen;**
- d. **0,65 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.**

Art. 108d – Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...

Für Photovoltaikanlagen Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung dieser Stellungnahme bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes und stehen für Rückfragen jederzeit zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

P. Wismer-Felder

Priska Wismer-Felder
Co-Präsidentin

C. Schaar

Christoph Schaar
Co-Präsident

S. Batzli

Stefan Batzli
Geschäftsführer

Suisse Eole
Rue Galilée 6
1400 – Yverdon-les-Bains

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

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie

Yverdon-les-Bains, 04.02.2026

Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen herzlich für die Möglichkeit, zur Revision der Energieförderverordnung (EnFV) und zu den Anpassungen bei der Berechnung und Vergütung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung Stellung nehmen zu dürfen.

Ausgangslage

Aufgrund der Umstellung bei Swissgrid vom Zwei- zum Einpreismodell ist eine Anpassung des bestehenden Systems nachvollziehbar. Die Revision trägt den grundlegenden Änderungen im Ausgleichsenergiemechanismus der Swissgrid (Umstellung auf das Einpreismodell ab 1. Januar 2026) Rechnung. Die Abkehr vom Zweipreismodell ist sachlich begründet und setzt systemdienliche Anreize für Bilanzgruppen. Das vorgeschlagene Modell, welches den variablen Vergütungsanteil ersatzlos streicht, würde allerdings zu einer erheblichen Reduktion des Entgelts für Anlagenbetreiber und insbesondere für Direktvermarkter führen. Dadurch verschlechtern sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen spürbar, und die Bereitschaft bzw. Verfügbarkeit von Direktvermarktern für Windenergieanlagen dürfte deutlich abnehmen. Besonders betroffen wären Betreiber von kleineren Anlagen, die über keine grossen resp. breiten Produktionsportfolios verfügen.

Weitere Kritikpunkte:

- **Fehlende Übergangsregelungen:** Die sehr späte Durchführung der Vernehmlassung sowie die vorgesehene rückwirkende Anwendung per 1. Januar 2026 sind problematisch. Die geplanten Änderungen greifen erheblich in bestehende Geschäftsbeziehungen zwischen Produzenten und

Direktvermarktern ein und würden Neuverhandlungen laufender Verträge erforderlich machen. Vertragsänderungen auf den frühestmöglichen Zeitpunkt gemäss den jeweiligen Vertragsbedingungen sind jedoch nicht umsetzbar, da zum heutigen Zeitpunkt unklar ist, wie die Verordnungsbestimmungen letztlich ausgestaltet sein werden. Entsprechende Übergangsfristen, die in der vorliegenden Verordnungsrevision fehlen, sind daher zwingend erforderlich.

- **Unzureichende Herleitung der Ausgleichsenergiekosten:** Die im Hinblick auf die Anpassung des Ausgleichsenergiepreis-Mechanismus neue Regelung erscheint grundsätzlich folgerichtig, weist jedoch einige Schwachstellen auf, welche zu falschen Schlussfolgerungen führen:
 - **Statistische Varianz:** Die der vorgeschlagenen Anpassung zugrunde liegende Studie geht davon aus, dass sich bei allen Technologien, ausser bei PV-Anlagen, die Erlöse und Kosten für Ausgleichsenergie im Einpreis-Modell ausgleichen. Selbst wenn dies stimmen sollte, ist damit für einzelne Anlagen das Risiko nicht ausgeschlossen, dass Ausgleichsenergiekosten zu tragen sind. Zudem unterliegen die Auszahlungsströme einer gewissen statistischen Varianz. Daraus ergibt sich das Risiko, dass die Ausgleichsenergiekosten die -erlöse übersteigen. Insbesondere bei Windenergiebetreiber, die über keine grossen, diversifizierten Erzeugungsportfolios oder ausgeprägte Handelsnähe verfügen, ist dieses Risiko nur begrenzt beeinflussbar. Damit ein Dritter bereit ist, diese Risiken zu tragen, ist eine Risikoprämie für die Direktvermarktung notwendig, die letztlich zulasten der Einnahmen der Anlagenbetreiber gehen wird.
 - **Benachteiligung Windenergie:** Weiter benachteiligt die weiterhin vorgesehene Auszahlung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts ausschliesslich an PV-Anlagen alle übrigen Technologien. Diese asymmetrische Behandlung ist systemisch erklärbar, führt jedoch zu einer energiepolitisch problematischen Ungleichbehandlung. Während die Photovoltaik weiterhin über einen Mechanismus zur Abfederung systematischer Ausgleichsenergiekosten verfügt, entfällt ein entsprechender Risikopuffer für die Windenergie vollständig.
 - **Historische Betrachtungsweise:** Schliesslich gründen die Schlussfolgerungen der Studie, die der vorgesehenen Revision der EnFV zugrunde liegt, auf einer historischen Betrachtungsweise. Anpassungen im Verhalten der Bilanzgruppe aufgrund der Einführung des Einpreis-Modells werden nicht ausreichend berücksichtigt. Prognosen bezüglich zukünftiger Ausgleichsenergiekosten sind daher sehr fehleranfällig und sollten nicht für eine grundlegende Änderung der Rahmenbedingungen herangezogen werden. Im Mindesten sollte eine Übergangsfrist vorgesehen werden, bis genügend Erfahrungswerte vorliegen, um einen Systemwechsel begründet und in Kenntnis möglicher Folgen vorzunehmen.

Antrag Suisse Eole:

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

¹Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt, das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt.

Abs. 2-6: Streichen.

² (neu) Die Höhe des fixen Anteils für die Vermarktungskosten beträgt für alle Technologien 0,11 Rp./kWh.

³ (neu) Der variable Anteil wird für die Übergangsphase in folgender Höhe fixiert:

- a. 1,13 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;
- b. 0,49 Rp./kWh bei Wasserkraftanlagen;
- c. 0,20 Rp./kWh bei KVA;
- d. 0,49 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom...

Für ~~Photovoltaikanlagen~~ Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

Ergänzende Begründung:

Solange die Auswirkungen des neuen Ausgleichsenergiepreissystems nicht absehbar sind, sollte die neue Methode nicht eingeführt werden, da sämtliche Technologien den Ausgleichsenergiekosten ausgesetzt werden, während PV diskriminierend bevorteilt wird. Pragmatisch schlagen wir für eine Übergangsfrist von zwei Jahren einen konstanten Wert basierend auf den vom BFE gelieferten Zahlen für 2023 (Ausgleichsenergiekosten) plus 0.11 Rp./kWh vor, um in der Zwischenzeit eine Methoden Anpassung unter Berücksichtigung der Systemreaktion auf das neue Ausgleichsenergiepreissystem zu evaluieren.

Wir danken Ihnen für die sorgfältige Prüfung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen für Rückfragen oder weiterführende Informationen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse,

Lionel Perret
Geschäftsführer



Olivier Waldvogel
Verantwortlicher Deutschschweiz



Grammetstrasse 14
4410 Liestal

Datum: Montag, 2. Februar 2026

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
UVEK

Elektronisch eingereicht an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Stellungnahme zur Vernehmlassung «Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)»

Sehr geehrter Herr Bundesrat Röstli,
sehr geehrte Damen und Herren

Im Namen von Swiss Small Hydro, dem Schweizer Verband der Kleinwasserkraft, danken wir Ihnen für die Möglichkeit, sich zur oben genannten Vernehmlassung äussern zu dürfen.

Swiss Small Hydro setzt sich für die dezentrale und nachhaltige Nutzung der Wasserkraft ein. Der Verband vertritt die Interessen von über 1'400 Kleinwasserkraftwerken, zumeist im Besitz unabhängiger Produzenten. Die Kleinwasserkraft ist eine der wichtigsten erneuerbaren Energietechnologien: Mit einem Anteil von 7% an der Schweizer Stromproduktion und ihrem komplementären Produktionsprofil zu Grosswasserkraft, Sonne und Wind leistet sie einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit - insbesondere auch im Winterhalbjahr.

Entsprechend fokussiert sich die Stellungnahme von Swiss Small Hydro auf die wasserkraftspezifischen Auswirkungen. Wir haben die Vernehmlassungsunterlagen studiert, mit verschiedenen betroffenen Akteuren diskutiert und sind dabei zu folgender Erkenntnis gelangt:

- Mit Streichung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts bei der Wasserkraft würde sich dieses von gegen 1 Rp./kWh (2024) auf nur noch 0,11 Rp./kWh (fixer Anteil) reduzieren.
- Mehrere unterschiedliche Direktvermarkter teilen uns mit, dass im Gegensatz zu den theoretischen Betrachtungen der referenzierten Studie in der Praxis auch bei der Wasserkraft Kosten für Ausgleichsenergie entstehen, und dass die Zahlungsströme einer gewissen Varianz unterliegen. Damit verbunden ergibt sich ein Risiko, welches durch die Reduktion auf den fixen Teil nicht mehr gedeckt ist. Die Direktvermarkter teilen uns mit, dass sie nicht bereit sind, dieses Risiko entschädigungslos zu übernehmen, und dass sie gegebenenfalls keine neuen Anlagen mehr in die Direktvermarktung aufnehmen oder Verträge nicht mehr erneuern werden.

Die Gefahr, dass insbesondere unabhängige Produzenten keine Direktvermarktung mehr finden, steigt, ausser sie erklären sich bereit, eine gewisse Tarifikürzung zu akzeptieren. Damit würde das Versprechen der Abnahmegarantie zu einem fixierten Preis verletzt, welches 2017 bei Einführung der Direktvermarktung gegeben wurde.

Wir verweisen diesbezüglich insbesondere auch auf die uns bekannten Stellungnahmen der aeesuisse, Flecopower, EnergieUri und der axpo.

- Steuerbare Wasserkraftwerke, die im Rahmen der KEV / EVS gefördert wurden, beeinflussen den Referenzmarktpreis Wasserkraft spürbar. Diese Anlagen sind typischerweise leistungsstarke Anlagen (wie beispielsweise das Kraftwerk Russein mit einer Leistung von 24,3 MW) im Besitz grösserer EVU, und weisen eine entsprechend hohe Stromproduktion auf. Sie können die verfügbare Flexibilität nutzen und produzieren vorzugsweise zu Zeiten mit hohen Strommarktpreisen. Dadurch bewirken sie aber auch eine Verzerrung der Berechnung des Referenzmarktpreises Wasserkraft: Es resultiert ein tendenziell höherer Referenzmarktpreis, von dem nicht-steuerbare Kraftwerke nicht gleichermassen profitieren können. Das heisst auch, dass ein Referenzmarktpreis nicht-steuerbarer Wasserkraftanlagen niedriger ausfallen würde. Gemäss dem Austausch mit dem BFE vom 19.01.2026 sei dieser Zusammenhang nicht in der Studie zum Bewirtschaftungsentgelt berücksichtigt.

Der bisher zur Verfügung stehende variable Anteil kompensierte diese Differenz in der Vergangenheit zu einem gewissen Grad – im Bewusstsein, dass der variable Anteil dafür nicht vorgesehen war. Dass die Vermarktung des Stroms aus nicht-steuerbaren Wasserkraftanlagen mit der vorgesehenen Anpassung nicht mehr kostendeckend möglich sein wird, ist unseres Erachtens aber das grössere Problem. Die Differenz müsste somit von der Produzentin getragen werden, wodurch das ursprüngliche Versprechen einer Abnahmegarantie mit fixiertem Preis verletzt würde.

Aufgrund dieser Überlegungen fordert Swiss Small Hydro:

- Eine Übergangsfrist von mindestens zwei Jahren zur Verbesserung der Datengrundlage, zur Vermeidung einer Verunsicherung von Investoren und zur ausreichenden Vorbereitung aller betroffenen Akteure auf die Anpassung.
- Eine Unterscheidung des Referenzmarktpreises zwischen steuerbaren und nicht-steuerbaren Wasserkraftanlagen, oder alternativ eine entsprechende Berücksichtigung bei der Höhe des Bewirtschaftungsentgelts.

Unser Antrag orientiert sich bei den Ansätzen für Photovoltaik, Windenergie, KVA und übrigen Biomasseanlagen an der Stellungnahme der aeesuisse.

Antrag

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh.

²⁻⁶ *streichen*

^{2 (neu)} Das Bewirtschaftungsentgelt beträgt bis zum 31. Dezember 2027:

- a. 1,30 Rp./kWh bei Photovoltaik-, Windenergie- und nicht-steuerbaren Wasserkraftanlagen;
- b. 0,65 Rp./kWh bei steuerbaren Wasserkraftanlagen;
- c. 0,35 Rp./kWh bei Kehrlichtverbrennungsanlagen;
- d. 0,65 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...

Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

Eventualiter

Art. 15 Referenz-Marktpreis

^{1bis (neu)} Bei Wasserkraftanlagen wird je ein Referenz-Marktpreis für steuerbare und für nicht-steuerbare Anlagen berechnet.

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt ~~für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh.~~

²⁻⁶ ~~streichen~~

^{2 (neu)} Das Bewirtschaftungsentgelt beträgt bis zum 31. Dezember 2027:

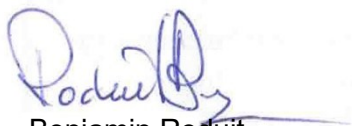
- a. 1,30 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;
- b. 0,65 Rp./kWh bei Wasserkraftanlagen;
- c. 0,35 Rp./kWh bei Kehrlichtverbrennungsanlagen;
- d. 0,65 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...

Für ~~Photovoltaikanlagen~~ Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse



Benjamin Roduit
Nationalrat und
Präsident Swiss Small Hydro



Martin Bölli
Geschäftsleiter Swiss Small Hydro

8005 Zürich, Swissolar, Neugasse 6

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie, BFE
Per Mail: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Zürich, 6. Februar 2026

Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) Stellung nehmen zu können.

Swissolar begrüsst grundsätzlich die Entwicklung eines Preismodells mit effizienten Systemanreizen. Die vorliegende Verordnungsrevision und insbesondere die daraus abgeleitete Neuberechnung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts werfen jedoch erhebliche konzeptionelle und praktische Fragen auf. Da dies primär die anderen Energieträger und nicht die Photovoltaik betrifft, verweisen wir auf die Stellungnahme der aeesuisse für die detaillierten Begründungen und Formulierungsvorschläge.

Wir beantragen ebenfalls:

- eine Übergangsfrist von zwei Jahren, um belastbare Erfahrungswerte im vorgeschlagenen Einpreismodell zu sammeln;
- eine technologieneutrale und diskriminierungsfreie Übergangsregelung mit fixen Bewirtschaftungsentgelten;
- eine verlässliche und angemessene Anschlusslösung basierend auf den gesammelten Erfahrungswerten.

Im Hinblick auf eine Anschlusslösung wäre auch zu prüfen, ob Photovoltaik-Anlagebetreibern ein opt-out aus der quartalsweisen einheitlichen Bezahlung der AEK angeboten werden kann, sofern sie in der Lage sind, die tatsächlichen Abweichungen zwischen der Einspeisung und dem Fahrplan der einzelnen Photovoltaikanlagen zu belegen. Eine individuelle Verrechnung könnte Anreize zum Einbau der entsprechenden Steuerungen und Batteriespeicher schaffen.

Freundliche Grüsse
Swissolar



David Stickelberger
Stv. Geschäftsführer

Link zu den Unterlagen: https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2025/108/cons_1

Start der Vernehmlassungsfrist: 1. Dezember 2025

Einreichfrist: 06. Februar 2026

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie
3003 Bern
Per E-Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 05. Februar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Sehr geehrte Damen und Herren

VESE dankt Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Wir haben die fundierte Analyse unseres Verbandsmitglieds, der Fleco Power AG, eingehend geprüft. VESE schliesst sich den darin dargelegten Forderungen sowie der technischen und rechtlichen Analyse vollumfänglich an. Insbesondere möchten wir folgende Punkte hervorheben:

Forderung einer Übergangsfrist: Um die Planungssicherheit für die betroffenen Akteure zu gewährleisten, ist eine Übergangsfrist von mindestens zwei Jahren zwingend erforderlich.

Kritik am Verfahrensablauf: Wir betrachten es als äusserst bedenklich, dass das UVEK bereits während der laufenden Vernehmlassung Anpassungen an der Auszahlungspraxis der Bewirtschaftungsentgelte vornimmt. Dieses Vorgehen präjudiziert das Ergebnis des demokratischen Mitwirkungsverfahrens und untergräbt das Vertrauen in die Verlässlichkeit der politischen Prozesse.

Wir ersuchen Sie, die Argumente der Fleco Power AG in der weiteren Ausarbeitung der Verordnung angemessen zu berücksichtigen.

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

Walter Sachs, Präsident: Tel. 076 528 09 36, walter.sachs@vese.ch

Fleco Power AG | Technoparkstrasse 2 | 8406 Winterthur

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

Elektronisch eingereicht an:
verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Montag, 26. Januar 2026

Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (EnFV): Bewirtschaftungsentgelt

Sehr geehrter Herr Bundesrat Rösti
Sehr geehrte Damen und Herren

Fleco Power dankt Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Unser Unternehmen ist eine etablierte Vermarkterin für neue erneuerbaren Strom in der Schweiz und in dieser Rolle erste Ansprechpartnerin für unabhängige Energieproduzenten der Erneuerbaren. Träger unsere Gesellschaft sind die Genossenschaft Ökostrom Schweiz, die MBRsolar AG, die ADEV-Energiegenossenschaft und viele weitere Energieproduzenten.

Als Direktvermarkterin der ersten Stunde betreuen wir mehrere hundert Anlagenbetreiber der Technologien Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Windenergie in der ganzen Schweiz. Die Anlagen unserer Kunden produzieren jährlich über 200 Gigawattstunden erneuerbaren Strom. Damit gehört Fleco Power zu den grössten unabhängigen Direktvermarktern. **Mit der vorliegenden Stellungnahme äussern wir uns zu den Anpassungen der Energieförderungsverordnung (EnFV) in Bezug auf Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt.** Auf den nachfolgenden Seiten sind unsere zentralen Änderungsforderungen beschrieben.

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme und die Aufnahme unserer Änderungsvorschläge. Bei Rückfragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Fleco Power AG



Stefan Mutzner
Verwaltungsratspräsident



Urs Zahnd
Geschäftsführer

Zur Vorlage

Wir erlauben uns, klar festzuhalten: Die gewählte Vorgehensweise ist fragwürdig und ritzt an den Prinzipien der Rechtsstaatlichkeit. Das Vernehmlassungsverfahren wurde am 1. Dezember 2025 eröffnet, obwohl das UVEK bereits verfügt hatte, dass ab 1. Januar 2026 nur der fixe Anteil des Bewirtschaftungsentgelts ausbezahlt wird – die variablen Anteile sollen erst im 3. Quartal 2026 folgen. Dieses Vorgehen schafft für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter erhebliche Rechtsunsicherheit: Die Höhe des variablen Anteils bleibt unklar, während Ausgleichsenergiekosten und entsprechende Kosten bereits anfallen. Zudem bestehen begründete Zweifel, ob das UVEK überhaupt die Kompetenz besitzt, eine solche Übergangsregelung anzuordnen.

Neben diesen grundsätzlichen Einwänden weist die präsentierte Vorlage aber auch inhaltliche Probleme auf. Generell lässt sich sagen: Die tatsächlichen Vermarktungskosten dürften in der Praxis wesentlich höher ausfallen als vom BFE dargelegt. Diese Aussage stützt sich auf folgenden Argumenten ab:

Die AE-Kostenberechnung des BFE beruht auf hypothetischen und insbesondere statischen Zeitreihen

- Eine zukünftige Marktdynamik im Einpreissystem wurde nicht antizipiert, die für die Begründung verwendeten Zeitreihen bilden einen ineffizienten Markt ohne Reaktion der teilnehmenden Bilanzgruppen auf Ausgleichsenergiepreise ab. Das ist konzeptionell problematisch, da das BFE ja gerade einen effizienten Ausgleichsenergie-Markt anstrebt.
- In einem effizienten Markt ist davon auszugehen, dass regelbare Marktteilnehmer ihre Position laufend anpassen, indem sie den Systemzustand antizipieren. Die von der Verordnung besonders betroffenen dargebotsabhängigen Kleinanlagen können das nicht. Sie verbleiben als „unflexible“ Residual-Produktion im System und tragen dadurch überproportional zu den Ausgleichsenergiekosten bei.
- Daher ist unter Einbezug des Verhaltens der flexiblen Produktion im Schweizer Markt die Korrelation zwischen Mengenabweichung und Preis aller dargebotsabhängigen Technologien als systemisch positiv anzunehmen, selbst wenn der Erwartungswert der Mengenabweichung null ist.

Die Profilwerte und die Varianz der zu vermarktenden Anlagen wurden in den Überlegungen des BFE ausgeblendet

- Die Profilwerte einzelner Anlagenkategorien liegen in der Praxis weit unter Referenz-Marktpreis. Durch den ursprünglich vom BFE kommunizierten Bestandschutz muss in der Direktvermarktung ein Profilwert, der niedriger ausfällt als der Referenz-Marktpreis, durch den Vermarkter ausgeglichen werden.
- Aufgrund der Varianz kann in der Einzelbetrachtung einer Anlage nicht ausgeschlossen werden, dass die Ausgleichsenergiekosten die -erlöse übersteigen.
- Diese Kostenarten konnten bisher nur über den flexiblen Anteil des BWE getragen werden, da über das allgemeine Energiepreisniveau eine implizite Abhängigkeit zwischen Profilwertabweichung und Ausgleichsenergiekosten besteht und im alten System ein Portfolio-Effekt zum Tragen kam. Dieser Effekt entfällt im neuen System.

Damit ein Vermarkter bereit ist, die genannten Risiken zu tragen, ist ein kostendeckendes Bewirtschaftungsentgelt inklusive einer angemessenen Risikoprämie für die Direktvermarktung notwendig. Sind diese Voraussetzungen nicht gegeben, müssen die zusätzlichen Kosten den Anlagenbetreibern überwältigt werden. Der ursprünglich von offizieller Seite kommunizierte Bestandschutz wäre nicht mehr gegeben. Zusätzlich ist anzunehmen, dass Anlagen aufgrund hoher individueller Risiken Mühe haben werden, überhaupt einen Direktvermarkter zu finden.

Antrag

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt Abs. 1 bis 6

Verordnungstext	Änderungsantrag
¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh. ² Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung wird pro kWh eingespeiste Elektrizität zusätzlich vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten ausgerichtet. ³ Die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten entspricht den durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten pro kWh Elektrizität, die im entsprechenden Quartal aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeist wird. ⁴ Die Ausgleichsenergiekosten für die aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeiste Elektrizität werden auf der Grundlage einer vereinfachten Prognose ermittelt und mit dem Faktor 0,4 multipliziert. Die vereinfachte Prognose basiert auf der am Vortag aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeisten Elektrizität. ⁵ Resultiert ein negativer Wert, so beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten 0 Rp./kWh. ⁶ Das BFE berechnet und veröffentlicht die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten vierteljährlich.	¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt; das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt. Abs. 2-6: Streichen. ² (neu) Das Bewirtschaftungsentgelt wird für die Übergangsphase in folgender Höhe fixiert: a. 1,30 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen; b. 0,65 Rp./kWh bei Wasserkraftanlagen; c. 0,35 Rp./kWh bei KVA; d. 0,65 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.

Art. 108d Übergangsbestimmung zur Änderung vom...

Verordnungstext	Änderungsantrag
Für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.	Für Photovoltaikanlagen Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 31. Dezember 2027 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.

Begründung

Prognosen bezüglich zukünftiger Ausgleichsenergiekosten sind höchst unsicher und dürfen nicht für eine wesentliche Änderung der Rahmenbedingungen herangezogen werden. Es ist daher eine Übergangsfrist von zwei Jahren vorzusehen, bis genügend Erfahrungswerte vorliegen, um einen Systemwechsel sicher vornehmen zu können. Die Übergangsregelung ist technologieneutral und diskriminierungsfrei auszugestalten. Die Übergangsfrist soll genutzt werden, um eine Methodenanpassung unter Berücksichtigung der Systemreaktion auf das neue Einpreis-Modell zu evaluieren und sorgfältig einführen zu können.

Entgegen der Einschätzung des BFE dürften die tatsächlichen Vermarktungskosten im neuen Einpreis-Modell in der Praxis wesentlich höher ausfallen als prognostiziert. Wir schlagen daher als Kompromiss für die genannte Übergangsfrist ein fixes Bewirtschaftungsentgelt vor, das sich in der Höhe an den vom BFE publizierten Zahlen für 2023 orientiert.

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Versand an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Winterthur, 05.02.2026

Revision der Energieförderungsverordnung (EnFV)

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Ökostrom Schweiz dankt für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

Unsere Mitglieder produzieren aus Mist und Gülle sowie biogenen Abfällen erneuerbares Biogas, das als Brennstoff, Treibstoff oder zur Produktion von Strom und Wärme verwendet werden kann. Viele landwirtschaftliche Biogasproduzenten in der Schweiz setzen ihren Strom über die Direktvermarktung ab und sind von den angedachten Verordnungsanpassungen unmittelbar betroffen.

Vorbemerkung zum Verfahren

Wir sehen uns veranlasst, die bei diesem Vernehmlassungsverfahren gewählte Vorgehensweise seitens UVEK kritisch zu beurteilen. Die Vernehmlassung wurde am 1. Dezember 2025 eröffnet. Parallel dazu verfügte das UVEK, dass für Biomasse und weitere Technologien ab dem 1. Januar 2026 nur noch der fixe Anteil des Bewirtschaftungsentgelts ausgerichtet wird. Das UVEK greift damit der Auswertung der Vernehmlassungsantworten und dem Inkrafttreten der revidierten EnFV per 1. Juli 2026 vor. Dieses Vorgehen führt zu erheblicher Rechtsunsicherheit für Anlagenbetreiber und Vermarkter: Bis zur Publikation der revidierten Verordnung ist die Ausgestaltung des Bewirtschaftungsentgelts für das erste Halbjahr 2026 nicht abschliessend festgelegt. Die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts bleibt damit offen, obwohl die mit den Ausgleichsenergiekosten verbundenen Kosten bereits anfallen.

Inhaltliche Vorbehalte

Des Weiteren stützt sich die Vorlage auf vereinfachte Annahmen hinsichtlich der Vermarktungskosten. Für Detailerläuterungen diesbezüglich verweisen wir an die **Stellungnahme unserer Tochtergesellschaft Fleco Power AG**. Sie ist als unabhängige Direktvermarkterin für mehrere hundert erneuerbare Erzeugungsanlagen tätig und verfügt über langjährige Expertise.

Kurz zusammengefasst: Die tatsächlichen Vermarktungskosten dürften wesentlich höher ausfallen als vom BFE hergeleitet. So basiert die Berechnung der Ausgleichsenergiekosten auf hypothetischen und statischen Zeitreihen und berücksichtigt die künftige Marktdynamik sowie die Anpassungsreaktionen der Marktteilnehmer nur unzureichend. Zudem blendet das BFE die Einzelfallrisiken aus, indem es von einer idealisierten Portfoliobetrachtung ausgeht.

Systemwechsel auf Erfahrungswerte abstützen

Es ist davon auszugehen, dass die Vermarkter nicht bereit sind, die oben genannten Risiken für ein fixes Bewirtschaftungsentgelt von 0,11 Rp./kWh zu übernehmen. Vielmehr werden sie allfällige Mehrkosten direkt an die Anlagenbetreiber weitergeben. Manche Vermarkter haben bereits Eventualklauseln in die Verträge aufgenommen, die es erlauben, Kosten gegebenenfalls auch rückwirkend für das erste Halbjahr 2026 zu überwälzen. Aus Produzentensicht besteht die reelle Gefahr, dass die im Rahmen des Einspeisevergütungssystems vorgesehenen Vergütungssätze angesichts neuer Direktvermarktungsverträge nicht mehr erreicht werden können. Zudem dürfte es für Anlagen mit hohen individuellen Risiken erheblich schwieriger werden, überhaupt einen Vermarkter zu finden. Schlimmstenfalls würden diese Anlagen de facto vom Zugang zur Direktvermarktung ausgeschlossen.

Um solchen gravierenden Auswirkungen vorzubeugen, sollte die methodische Anpassung zur Berechnung des Bewirtschaftungsentgelts zwingend auf belastbaren Erfahrungswerten im Einpreissystem beruhen. Wir schlagen daher eine technologieneutral ausgestaltete Übergangsregelung vor: eine Frist von (mind.) 24 Monaten in Verbindung mit einem fixen Bewirtschaftungsentgelt, dessen Höhe sich an den vom BFE publizierten Zahlen für 2023 orientiert. Die Übergangsphase ermöglicht eine sorgfältige Evaluation der neuen Marktdynamiken und eine darauf abgestimmte Anpassung der Berechnungsmethode.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Argumente und die Prüfung unserer untenstehenden Anträge.

Freundliche Grüsse



Ronan Bourse
Vorsitzender der Geschäftsleitung
T +41 79 913 20 43



Albert Meier
Bereichsleiter Politik und Verbandskommunikation
+ 41 79 745 03 35

Anträge

Artikel	Antrag Ökostrom Schweiz	Begründung
Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt	¹ Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt. das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten in der Höhe von 0,11 Rp./kWh und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt. Abs. 2-6: streichen ² (neu) Das Bewirtschaftungsentgelt wird für die Übergangsphase von 24 Monate in folgender Höhe fixiert:	Prognosen bezüglich zukünftiger Ausgleichsenergiekosten sind höchst unsicher und dürfen nicht für eine wesentliche Änderung der Rahmenbedingungen herangezogen werden. Aus Sicht der Biomassetechnologien bestehen mit dem Vorschlag des BFE erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Kosten und Möglichkeiten der Direktvermarktung. Wir befürchten, dass die vorgesehenen Anpassungen beim Bewirtschaftungsentgelt zu nicht gedeckten Vermarktungskosten führen und die wirtschaftlichen Risiken auf die Produzenten verlagert werden könnten. Dies betrifft insbesondere Betreiber von Biomasseanlagen, die ihren Strom heute bereits zuverlässig über die Direktvermarktung absetzen. Zusätzlich ist anzunehmen,

	<i>a. 1,30 Rp./kWh bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;</i> <i>b. 0,65 Rp./kWh bei Wasserkraftanlagen;</i> <i>c. 0,35 Rp./kWh bei KVA;</i> <i>d. 0,65 Rp./kWh bei den übrigen Biomasseanlagen.</i>	dass Anlagen aufgrund hoher individueller Risiken Mühe haben werden, überhaupt einen Direktvermarkter zu finden. Aus diesem Grund ist eine Übergangsfrist von mindestens 24 Monate vorzusehen, bis genügend Erfahrungswerte vorliegen, um einen Systemwechsel sicher vornehmen zu können.
Art. 108d Übergangs- bestimmungen	Für Photovoltaikanlagen Anlagen in der Direktvermarktung, die bis zum 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, wird für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026 ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten gestützt auf die Regelung nach Artikel 26 berechnet und im dritten Quartal 2026 ausbezahlt.	Die Übergangsregelung ist technologieneutral und diskriminierungsfrei auszugestalten.

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie, BFE

Per Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Basel, den 6. Februar 2026

Stellungnahme zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung)

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision der Energieförderungsverordnung
(Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) Stellung nehmen zu können.

Grundsätzliches

Per 1. Januar 2026 hat der Bundesrat das neue Zwischenziel 2030 in der Energieverordnung verankert (Artikel 1a). Es besagt, dass Photovoltaik im Jahr 2030 eine Jahresproduktion von 18'700 GWh erbringen soll. Die Jahresproduktion 2024 lag bei 5'961 GWh. Dazu kommen geschätzt 1400 GWh aus dem Jahr 2025, macht, Stand Ende 2025, gerundet 7350 GWh. Wir liegen noch 11'350 GWh vom gesetzlichen Ziel 2030 entfernt; ein jährlicher Zubau von 2'270 GWh wäre nötig, entsprechend 2,4 GW jährlich zu installierende Leistung. Gebaut wurden 2025 laut Pronovo Zahlen nur 1'539 MW. Das ist alles andere als wenig, aber der Ausbau muss ab sofort um 55 % wachsen, um das Gesetz zu erfüllen.

Einmalvergütungen wurden Jahr für Jahr gekürzt und die gleitende Marktpremie wurde so gedeckelt, dass auskömmliche Investitionen faktisch unmöglich sind.

Diese Politik steht in diametralem Gegensatz zum gesetzlichen Ausbauziel. Der Bundesrat und das Bundesamt für Energie schweigen sich dazu aus, welche Massnahmen ergriffen werden, um die Ausbauziele zu erreichen. Stattdessen erreichen uns Vernehmlassungen, die die PV-Rahmenbedingungen weiter verschlechtern.

Zur Verordnungsänderung

Die vorgeschlagene Änderung der ENFV zielt darauf ab, den Betreibern von KEV-PV-Anlagen Einnahmen zu entziehen, was wir angesichts der gesetzlichen Ziele für ungeeignet halten. Zentrales Ziel der Revision ist der Entzug geldwerter Leistungen für Photovoltaik in Direktvermarktung.

Höchst fragwürdig ist der Grundlagenbericht von Ingmar Schlecht und Konsorten (NEON Neue Energieökonomik GmbH). Er verschweigt, dass Ausgleichsenergiepreise so weit ansteigen können, dass das Bewirtschaftungsgeld ganz auf null sinken dürfte. Dies geht ja unmittelbar aus dem neuen Verordnungstext hervor, der von einem «Entgelt» in Höhe der «Kosten» spricht, also eine Belastung statt eine Auszahlung, ein innerer Widerspruch. In Absatz 3 des neuen Verordnungstextes heisst es wörtlich:

«Die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiekosten entspricht den durchschnittlichen **Ausgleichsenergiekosten** pro kWh Elektrizität, die im entsprechenden Quartal aus allen lastganggemessenen Photovoltaikanlagen eingespeist wird.»

Die NEON-Methodik unterschätzt systematisch die Risiken und Kosten, denen insbesondere dargebotsabhängige Kleinanlagen in der Direktvermarktung ausgesetzt sind. Allerdings sollen negative Werte nicht zu Belastungen führen – immerhin. In Absatz 5 heisst es:
«Resultiert ein negativer Wert, so beträgt das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten 0 Rp./kWh.»

Forderungen

Übergangsfrist von mindestens zwei Jahren, um belastbare Erfahrungswerte im vorgeschlagenen Einpreismodell zu sammeln; und
eine technologieneutrale und diskriminierungsfreie Übergangsregelung.
Als pragmatische und sachgerechte Übergangslösung schlagen wir für die Übergangsfrist ein fixes Bewirtschaftungsentgelt vor, dessen Höhe sich an den vom BFE publizierten Werten für das Jahr 2023 orientiert.

Bessere Berücksichtigung netzdienlicher Anlagen

Wir beantragen Ihnen, dass sich Betreiber von den pauschalen Abzügen für Ausgleichsenergiekosten befreien lassen können, wenn sie sich netzdienlich verhalten und nachweislich keine solchen Kosten verursachen. Neue Technologien wie Wechselrichter («grid forming inverters») und Batterien ermöglichen, dass PV-Anlagen zu einer Stütze des Netzes werden und systemdienlich Ausgleichsleistung liefern können. Statt pauschaler Abzüge sind Lösungen zu schaffen, die netzunterstützende Systeme honorieren.

Zweifelhafte Befreiung der Laufwasserkraft und Windenergie

Es ist zu erwarten, dass der Ausbau der Windenergie zusätzliche Ausgleichsenergiekosten verursacht. Pauschale Ausnahmen für ungesteuerte, dargebotsabhängige Laufwasserkraft und Windenergie sind aus unserer Sicht nicht gerechtfertigt und diskriminieren die PV.
Mit freundlichen Grüssen

Rudolf Rechsteiner, Vorstand NWA CH

Andreas Fischer, Präsident NWA CH

Per E-Mail

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Frick, den 3. Februar 2026

Revision der Energieförderungsverordnung – Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung

Sehr geehrter Herr Bundesrat,
sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 1. Dezember 2025 haben Sie uns eingeladen, zur Revision der Energieförderungsverordnung (Bewirtschaftungsentgelt für KEV-Anlagen in der Direktvermarktung) Stellung zu nehmen.

Als Vollzugsstelle im Sinne von Art. 63 ff. des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) erklärt sich Pronovo AG mit der Revision der Energieförderungsverordnung einverstanden.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und grüssen Sie, Herr Bundesrat, sehr geehrte Damen und Herren, sehr freundlich.

Pronovo AG



Patrick Hirzel
Geschäftsführer



Moritz Widmer
Leiter Corporate Services