



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

November 2025

Erläuternder Bericht zur Revision vom Mai 2026 der Energieförderungsverordnung

Bewirtschaftungsentgelt

Inhaltsverzeichnis

1.	Grundzüge der Vorlage	1
2.	Die Vorlage im Detail	1
2.1	Notwendigkeit der Anpassung	1
2.2	Ausgleichsenergiokosten und Einpreismodell	2
2.3	Systematische Ausgleichsenergiokosten bei Photovoltaik	3
2.4	Ausgleichsenergiokosten bei den übrigen Technologien	3
2.5	Neue Berechnungsmethode für Photovoltaikanlagen	4
2.6	Finanzielle Folgen für Netzzuschlagsfonds und Anlagenbetreiber	5
2.7	Zeitpunkt der Einführung und Übergangsbestimmung	6
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	7
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	7

1. Grundzüge der Vorlage

Bis Ende 2017 wurde die Elektrizität sämtlicher lastganggemessener Anlagen in der «kostendeckenden Einspeisevergütung» (KEV) über die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien (BG-EE) bilanziert, eingespeist und abgerechnet. Die Anlagenbetreiber hatten mit der Vermarktung ihrer Elektrizität nichts zu tun. Die Vollzugsstelle erhielt für die eingespeiste Elektrizität von der BG-EE den Referenz-Marktpreis vergütet. Die Vollzugsstelle ihrerseits bezahlte den Anlagenbetreibern die Einspeisevergütung in Höhe des gesamten Vergütungssatzes aus. 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. Die Vollzugsstelle bezahlt den Anlagenbetreibern nur noch die Einspeiseprämie – also die Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis (vgl. Art. 21 Abs. 4 EnG) – aus. Die Einspeisevergütung setzt sich für die Anlagen in der Direktvermarktung aus dem von den Betreibern am Markt erzielten Erlös und der Einspeiseprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. Um zu vermeiden, dass den Betreibern dadurch ein Nachteil gegenüber der sogenannten Einspeisung zum Referenz-Marktpreis (vgl. Art. 21 Abs. 2 i.V.m. Art. 23 EnG) entsteht, wird ihnen das sogenannte 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 (Administration, Prognoseerstellung, etc.) und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammen. In der Direktvermarktung befinden sich rund 1'000 Anlagen mit einer Jahresproduktion von ca. 3 Terawattstunden (TWh). Davon sind ca. 650 Photovoltaikanlagen, die lediglich ca. 0,2 TWh pro Jahr produzieren.

Der **fixe Anteil** des Bewirtschaftungsentgelts für die Vermarktungskosten von 0,11 Rp./kWh zur Deckung der Fixkosten bleibt unverändert.

Der **variable Anteil** des Bewirtschaftungsentgelts muss hingegen aufgrund einer Umstellung bei der Berechnung der Ausgleichsenergielasten seitens der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid AG) angepasst werden.

2. Die Vorlage im Detail

2.1 Notwendigkeit der Anpassung

Bei den Ausgleichsenergiekosten wird es ab dem 1. Januar 2026 eine wesentliche Änderung geben. Swissgrid stellt den Ausgleichspreismechanismus von einem Zweipreismodell (Short- und Long-Preise) auf ein Einpreismodell um. Damit entfällt die Unterscheidung zwischen Short- und Long-Preisen zugunsten eines einheitlichen Ausgleichsenergielasten je Viertelstunde. Diese grundlegende Änderung führt dazu, dass die Anwendung der bisherigen Berechnungsmethode des variablen Teils des Bewirtschaftungsentgelts im Einpreismodell immer null ergeben würde. Der Grund dafür ist, dass die Berechnung auf der Differenz der Monatsmittel der Short- und Long-Preise basiert, die mit der Einführung des Einpreismodells identisch sind. Damit können die variablen Kostenanteile nicht mehr sachgerecht abgebildet werden. Eine methodische Neuausrichtung ist daher erforderlich.

Mit dem bisherigen Zweipreismodell hat jede Abweichung der Produktion gegenüber der Prognose (sog. Fahrplan) Ausgleichsenergielasten zur Folge. Mit dem neuen Einpreismodell fallen neu nur für jene Abweichungen vom Fahrplan Ausgleichsenergielasten an, welche das momentane Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch der Schweiz – die sogenannte Systembilanz – verschlechtern. Ein systemunterstützendes Abweichen vom Fahrplan wird hingegen «belohnt», sodass mit der Ausgleichsenergie Erlöse erzielt werden können. Es werden somit Anreize für eine ausgeglichene Systembilanz geschaffen.

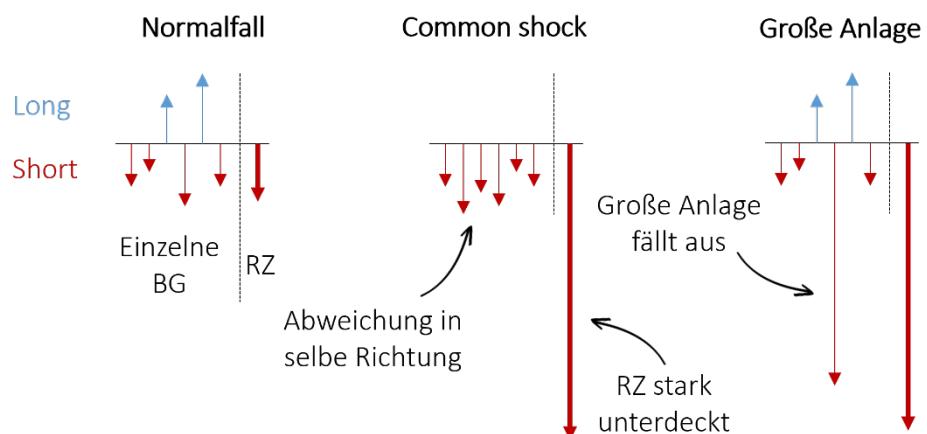
Ein Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten ist nach dem Systemwechsel der Swissgrid somit nur noch für die Technologien sachgerecht, bei denen systematisch Ausgleichsenergiekosten anfallen.

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat mit Hilfe des externen Unternehmens Neon Neue Energieökonomik GmbH die neue Ausgangslage untersucht sowie die neue Berechnungsmethode für das Bewirtschaftungsentgelt erarbeitet. Die [Studie](http://www.bfe.admin.ch/kev) ist auf www.bfe.admin.ch/kev unter Berichte publiziert.

2.2 Ausgleichsenergiekosten und Einpreismodell

Um zu verstehen, wie sich das Einpreismodell auf die Ausgleichsenergiekosten verschiedener Technologien auswirkt, muss der zugrunde liegende Mechanismus betrachtet werden, der zu systematischen Kosten führt. Systematische Ausgleichsenergiekosten entstehen im Einpreismodell dann, wenn Prognosefehler einer Technologie gleichzeitig, in einem gewissen Umfang und in gleicher Richtung auftreten und mit der Systembilanz korrelieren.

Im «Normalfall» weisen die Abweichungen einzelner Bilanzgruppen in unterschiedliche Richtungen – eine Anlage produziert mehr und eine weniger als im Fahrplan gemeldet – und die Systembilanz ist im Ergebnis nur leicht unausgeglichen, es fallen keine systematischen Ausgleichsenergiekosten an. Systematische Ausgleichsenergiekosten treten nur in zwei Fällen auf: Einzelanlagen können so gross sein, dass sie die Systembilanz allein bedeutend beeinflussen können. Da die Anlagen mit Einspeisevergütung in der Direktvermarktung eher klein sind, reichen zufällige Einzelabweichungen nicht aus, um die Systembilanz nennenswert zu verschieben. Systematische Kosten treten auch bei sog. «**common shocks**» auf. Diese kommen vor, wenn ein gleichgerichteter Prognosefehler vieler Kleinanlagen – beispielsweise ein grossräumiger Wetterumschwung – die Stromerzeugung vieler Anlagen zeitgleich in dieselbe Richtung beeinflusst.



Quelle: Studie zum Bewirtschaftungsentgelt, Neon Neue Energieökonomik, 2025¹

Das neue Einpreismodell der Swissgrid trägt dem Rechnung. Anlagen, die zwar gelegentlich von ihren Prognosen abweichen aber dies unabhängig von anderen Anlagen der gleichen Technologie tun und damit die Systembilanz nicht beeinflussen, tragen im Mittel keine Ausgleichsenergiekosten mehr. Anders hingegen ist es bei Anlagentypen mit Prognosefehlern, die eine starke Korrelation mit der Systembilanz aufweisen, die also dann zu wenig Elektrizität ins Netz einspeisen, wenn zu wenig Elektrizität im gesamten System vorhanden ist oder zu viel, wenn sowieso schon zu viel Strom im Netz vorhanden ist.

¹ [Studie zum Bewirtschaftungsentgelt](http://www.bfe.admin.ch/kev) (2025)

Dies ist in der Regelzone Schweiz – wie nachfolgend dargestellt wird – derzeit nur bei der Photovoltaik der Fall.

2.3 Systematische Ausgleichsenergiokosten bei Photovoltaik

Mit dem starken Photovoltaik-Ausbau gibt es inzwischen Stunden, in denen mehr als die Hälfte der Schweizer Stromerzeugung aus Solaranlagen stammt. Die tatsächliche Einspeisung dieser Anlagen hängt direkt von der momentanen Sonneneinstrahlung ab. Ob die Prognose für die eingespeiste Energie richtig ist, hängt für Photovoltaik demnach von der Genauigkeit der Wetterprognosen ab. Diese werden zwar immer genauer, sind jedoch trotz Fortschritten nicht perfekt. Trifft beispielsweise eine Gewitterfront früher als erwartet ein, fällt die Photovoltaikeinspeisung oft grossräumig niedriger aus als prognostiziert. Solche plötzlich eintretenden und schwer vorhersehbaren Wetterveränderungen sind typische *common shocks*, die zu einer stark unausgeglichenen Systembilanz führen. Der entscheidende Punkt ist, dass viele Photovoltaikanlagen in der Schweiz gleichzeitig davon betroffen sind und die Abweichung jeder einzelnen Anlage daher mit der Abweichung der gesamten Systembilanz zusammenhängt (korreliert).

Aus diesem Grund werden in Zukunft für diese Anlagen weiterhin systematisch Kosten für die Ausgleichsenergie anfallen und es soll deswegen auch weiterhin ein **variabler Anteil des Bewirtschaftungsentgelts** entrichtet werden.

2.4 Ausgleichsenergiokosten bei den übrigen Technologien

Die Prognosefehler der übrigen Technologien in der Einspeisevergütung (Biomasse, Geothermie, Kehrichtverbrennungsanlagen, Wasserkraft, Windenergie) sind im Durchschnitt von der Systembilanz unabhängig. Somit fallen bei ihnen mit der Umstellung auf die Einpreismethode im langfristigen Mittelauch keine Ausgleichsenergiokosten mehr an. Aus diesem Grund soll auch **kein variabler Anteil des Bewirtschaftungsentgelts für die Ausgleichsenergiokosten mehr** entrichtet werden.

Zu **Windenergie**: Zwar bestimmt bei der Windenergie – wie bei der Photovoltaik – die Wetterprognose massgeblich die Vorhersagegenauigkeit, dennoch fallen keine systematischen Ausgleichsenergiokosten an: Der Anteil der Windenergie an der Gesamtstromerzeugung in der Schweiz ist zu gering, als dass die aggregierten Wind-Prognosefehler, die Systembilanz der gesamten Schweiz substantiell verändern könnten (*kein common shock*).

Zu **Wasserkraft**: Die Stromerzeugung von Wasserkraft wird primär von den hydrologischen Treibern (Niederschläge, Schneeschmelze) bestimmt und lässt sich durch hydrologische Abflussmodelle in der Regel gut prognostizieren. Viele Wasserkraftanlagen in der Einspeisevergütung sind zudem eher klein und nur begrenzt steuerbar.

Bei kleinen, nicht steuerbaren Laufwasserkraftwerken sind Prognoseabweichungen typischerweise lokal hydrologisch getrieben und betreffen dadurch je nur einen kleinen Teil der Anlagen. Die Abweichungen korrelieren somit nicht systematisch mit dem Regelzonensaldo (*kein common shock*). Prognosefehler treten über das Jahr betrachtet vor allem anlagenspezifisch auf (z.B. technische Störungen) und sie sind damit weitgehend unkorreliert zur Systembilanz. Es verbleibt ein gewisses Streuungsrisiko – also das Auftreten von Kosten oder Erlösen je nach Quartal – nicht jedoch systematische Ausgleichsenergiokosten.

Zu **Biomasse und Kehrichtverbrennung**: Diese Anlagen liefern hauptsächlich Bandenergie und sind gut prognostizierbar. Abweichungen entstehen daher überwiegend anlagenspezifisch (z.B. aufgrund technischer Defekte) und stehen in keinem Zusammenhang mit dem Regelzonensaldo. Sie weisen mal zufällig in dieselbe Richtung und mal in die entgegengesetzte. Insgesamt resultieren im Einpreissystem daher im Durchschnitt keine systematischen Ausgleichsenergiokosten.

Zu **Geothermie**: Solange keine stromproduzierende Geothermieanlage in Betrieb ist, erübrigt sich die Frage für ein allfälliges Bewirtschaftungsentgelt.

2.5 Neue Berechnungsmethode für Photovoltaikanlagen

Die neue Berechnungsmethode wird einheitlich für alle Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung angewendet. Das Entgelt soll **quartalsweise** ermittelt werden, damit monatliche Schwankungen abgedeckt werden können. Die Ausgleichsenergiekosten oder -erlöse können von Monat zu Monat stark schwanken. Da allfällige Gewinne nicht abgeschöpft werden, wird eine quartalsweise Mittelung vorgenommen, um Übervergütungen zu vermeiden.

Nachfolgend wird die neue Berechnungsmethode Schritt für Schritt erläutert. Die Ausgleichsenergiokosten (AEK) einer einzelnen Anlage können nicht direkt berechnet werden, weil die tatsächlichen Abweichungen zwischen der Einspeisung und dem Fahrplan der einzelnen Photovoltaikanlagen nicht bekannt sind. Daher werden zunächst die Ausgleichsenergiokosten aller lastganggemessener Photovoltaikanlagen mit einem Schätzwert anhand einer vereinfachten Prognose ermittelt. Diese werden als «hypothetische Ausgleichsenergiokosten» bezeichnet.

- (1) Die hypothetischen Ausgleichsenergiokosten entsprechen den schweizweiten Kosten, die entstehen würden, wenn alle Betreiber von Photovoltaikanlagen die Einspeisung des Vortags zur Prognose ihrer Einspeisung nutzen würden (vereinfachte Prognose). Somit wird als Erstes die hypothetische Prognoseabweichung aller Photovoltaikanlagen berechnet. Die Einspeisung entspricht der viertelstündlichen Einspeisung aller lastganggemessenen Photovoltaikanlagen (wie in Art. 15 Abs. 1 EnFV).

$$\text{Prognoseabweichung}_t[\text{MWh}] = \text{Einspeisung}_t - \text{Einsepeisung}_{t-1}$$

- (2) Die **hypothetischen Ausgleichsenergiokosten** in einer Viertelstunde ergeben sich aus der Multiplikation der Prognoseabweichung mit der Preisdifferenz zwischen dem Day-Ahead-Preis² und dem Ausgleichsenergielpreis (AEP) in derselben Viertelstunde³.

$$\text{Hypothetische AEK}_t = \text{Prognoseabweichung}_t * (\text{DayAhead}_t - \text{AEP}_t)$$

Beispiel für weniger Produktion als prognostiziert (short):

- *Prognose bzw. Einspeisung am Vortag: 2 MWh*
- *Einspeisung heute: 1 MWh*
- *Ausgleichsenergielpreise: 200 CHF/MWh*
- *Day-Ahead-Preis: 100 CHF/MWh*

$$\text{Ausgleichsenergiokosten} = (1 \text{ MWh} - 2 \text{ MWh}) * (100 \text{ CHF/MWh} - 200 \text{ CHF/MWh}) = 100 \text{ CHF}$$

Beispiel für mehr Produktion als prognostiziert (long):

- *Prognose bzw. Einspeisung am Vortag: 1 MWh*
- *Einspeisung heute: 2 MWh*
- *Ausgleichsenergielpreise: 200 CHF/MWh*
- *Day-Ahead Preis: 100 CHF/MWh*

$$\text{Ausgleichsenergiokosten} = (2 \text{ MWh} - 1 \text{ MWh}) * (100 \text{ CHF/MWh} - 200 \text{ CHF/MWh}) = -100 \text{ CHF}$$

² Der Day-Ahead-Preis ist der Preis, der an der Strombörsen jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz ermittelt wird.

³ Die Preise in EUR werden mit dem von der Eidgenössischen Steuerverwaltung veröffentlichten Monatsmittelkurs in Schweizer Franken umgerechnet.

- (3) Die **durchschnittlichen hypothetischen AEK** in einem Quartal resultieren aus der Summe der hypothetischen Ausgleichsenergiekosten für jede Viertelstunde geteilt durch die Einspeisung aller lastganggemessenen Photovoltaikanlagen im entsprechenden Quartal.

$$\text{Durchschnittliche hypothetische AEK}_{\text{quartal}} = \frac{\sum_{t \in \text{quartal}} (\text{Prognoseabweichung}_t * (\text{DayAhead}_t - \text{AEP}_t))}{\text{Stromeinspeisung}_{\text{quartal}}}$$

- (4) Diese durchschnittlichen hypothetischen AEK basierend auf der vereinfachten Prognose über-schätzen die tatsächlich entstandenen Kosten. Professionelle Prognosen, die auf Wetterdaten basieren, liefern präzisere Vorhersagen, welche zu niedrigeren Ausgleichsenergiekosten führen. Aus diesem Grund werden die hypothetischen AEK mit einem Faktor korrigiert, um die in der Realität entstandenen Ausgleichsenergiekosten möglichst genau abzubilden.
Nachfolgend wird beschrieben, wie die Differenz zwischen den hypothetischen AEK und den tatsächlichen Ausgleichsenergiekosten ermittelt wurde. In den Jahren 2023 und 2024 wurde das Verhältnis zwischen den Ausgleichsenergiekosten für die Vortagsprognose und den Ausgleichsenergiekosten bei einer professionellen Prognose berechnet. Die professionellen Prognosen basieren auf den Meteo-Daten des Meteo-Dienstleisters der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien. Daraus ergibt sich, dass mit einer professionelleren und damit realistischeren Prognose in der Realität 2,5 Mal geringere Kosten anfallen als bei einer vereinfachten Vortagsprognose. Demzufolge werden die durchschnittlichen hypothetischen AEK mit einem Faktor von 0,4 (als Resultat von 1 geteilt durch 2,5) korrigiert.

$$\frac{\text{hypothetische AE Kosten D-1 Prognose}_{2023-24}}{\text{AE Kosten professionelle Prognose}_{2023-24}} \approx 2.5$$

$$\text{Faktor} = \frac{1}{2.5} = 0.4$$

Der Faktor kann sich über die Zeit aufgrund verbesserter Prognosen verändern. Er soll daher regelmäßig überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

- (5) Der quartalsweise zu bestimmende variable Anteil des Bewirtschaftungsentgelts für Photovoltaikanlagen wird anhand der folgenden Formel berechnet:

$$PV - \text{Entgelt}_{\text{Quartal}} = \frac{\sum_{t \in \text{quartal}} ((\text{Einspeisung}_t - \text{Einspeisung}_{t-1}) * (\text{DayAhead}_t - \text{AEP}_t))}{\text{Einspeisung}_{\text{Quartal}}} * \text{Faktor}$$

Resultiert aus der vorstehenden Berechnung ein negativer Wert, bedeutet dies, dass in einem Quartal Gewinne aus der Ausgleichsenergie erwirtschaftet werden konnten. Dies bedeutet gleichzeitig, dass die Produktion der Photovoltaikanlagen einen systemstützenden Effekt hatte. Um solch systemoptimierendes Verhalten zu honorieren, sollen Gewinne aus der Ausgleichsenergie nicht eingezogen werden. Daher beträgt das Entgelt für die Ausgleichsenergiekosten in diesem Fall für das entsprechende Quartal 0 Rp./kWh (Abs. 5).

2.6 Finanzielle Folgen für Netzzuschlagsfonds und Anlagenbetreiber

Das Bewirtschaftungsentgelt soll die Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten für die Anlagen im Einspeisevergütungssystem decken. Die Veränderung der Entgelte sollte daher die tatsächlichen durchschnittlichen «Bewirtschaftungskosten» der Anlagen widerspiegeln.

Die Betreiber von Nicht-Photovoltaikanlagen werden künftig zwar kein Entgelt für die Ausgleichsenergiekosten mehr erhalten, sie haben aber auch keine systematischen Ausgleichsenergiekosten mehr zu tragen. In den Jahren 2023 und 2024 hätten sie mit dem Einpreismodell gemäss den Berechnungen aus der Studie der Neon GmbH sogar Gewinne erzielt.

Untenstehende Tabelle vergleicht das Bewirtschaftungsentgelt für die Ausgleichsenergiekosten im bisherigen Zweipreissystem mit demjenigen nach der neuen Berechnungsmethode im Einpreissystem in Rp./kWh⁴.

	2023		2024	
	Bisher	Neu	Bisher	Neu
Photovoltaik (Rp./kWh)	1,13	0,67	2,41	2,74
Wind (Rp./kWh)	1,13	0	2,41	0
Wasserkraft (Rp./kWh)	0,49	0	1,00	0
KVA (Rp./kWh)	0,20	0	0,37	0
Übrige Biomasse (Rp./kWh)	0,49	0	1,00	0
Summe pro Jahr in Mio. Fr.	15,8	1,5	33,7	6

Quelle für die bestehenden Bewirtschaftungsentgelte:
[Pronovo.ch https://pronovo.ch/de/services/berichte/#](https://pronovo.ch/de/services/berichte/#)

Die Kosten für das Bewirtschaftungsentgelt betrugen in den Jahren 2023 und 2024 16 bzw. 34 Millionen Franken. Mit dem Einpreismodell wären in den Jahren 2023 und 2024 Kosten im Umfang von ca. 1,5 bzw. 6 Mio. Franken angefallen.

2.7 Zeitpunkt der Einführung und Übergangsbestimmung

Die Einführung des Einpreismodells für die Ausgleichsenergiepreise führt dazu, dass ab dem 1. Januar 2026 die Anwendung der bisherigen Methode zur Berechnung des variablen Teils des Bewirtschaftungsentgelts null ergeben würde. Vorliegende Verordnungsrevision wird voraussichtlich per 1. Juli 2026 in Kraft treten.

Für die Zeit vom 1. Januar 2026 bis zum Inkrafttreten dieser Änderung wird nur der fixe Anteil des Bewirtschaftungsentgelts ausbezahlt. Der variable Anteil des Bewirtschaftungsentgelts für Photovoltaikanlagen wird nachträglich ausbezahlt (Art. 108d). Die variablen Anteile vom ersten halben Jahr sollen im dritten Quartal 2026 ausbezahlt werden.

Für die restlichen Technologien soll mit der Einführung des Einpreismodells nur noch der fixe Anteil von 0,11 Rp./kWh entrichtet werden. Da die Berechnung der Ausgleichsenergiokosten nach der bisherigen Berechnungsmethode mit der Umstellung der Swissgrid auf das Einpreismodell ab Januar 2026 für alle Technologien null ergibt, braucht es für die übrigen Technologien keine Übergangsbestimmung.

⁴ Der alte Wert dient der Orientierung und wurde als Mittelwert des Entgelts übers Jahr berechnet (ohne Gewichtung).

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

Die Umstellung auf das Einpreismodell führt voraussichtlich zu insgesamt tieferen Ausgleichsenergiekosten, was u.a. auch den Netzzuschlagsfonds entlasten soll. Es ist zum heutigen Zeitpunkt jedoch nicht möglich, die künftigen Kosten zu quantifizieren, weil das Ausgleichsenergiepreisniveau nicht bekannt ist.

Es sind keine weiteren finanziellen oder personellen Auswirkungen zu erwarten.

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Die Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts hat keine Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft. Die Einführung des Einpreismodells für die Ausgleichsenergiepreise seitens Swissgrid wird aber die Kosten für die Erhaltung der Netzstabilität senken. Wie von der Swissgrid am 28. März 2025 kommuniziert⁵, soll die Einführung des Einpreismodells dazu beitragen, die Ausgeglichenheit zwischen Angebot und Nachfrage zu stärken und somit den Bedarf an Regelenergie zu senken.

⁵ [Neuer Preismechanismus für Ausgleichsenergie ab 2026](#)