



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Erneuerbare Energien

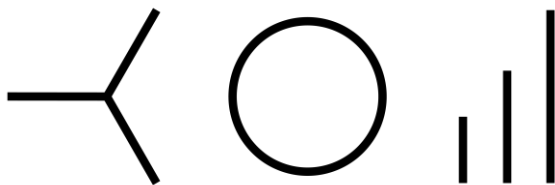
**Bericht** vom 22. Oktober 2025

---

# **Studie zum Bewirtschaftungsentgelt**

Erarbeitung einer neuen Methode zur  
Berechnung des Bewirtschaftungsentgelts im  
Rahmen des Einspeisevergütungssystems

---



Neon Neue Energieökonomik GmbH

**Datum:** 22. Oktober 2025

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmerin:**

Neon Neue Energieökonomik GmbH  
Schönleinstrasse 31  
D-10967 Berlin

**Autoren:**

Ingmar Schlecht ([schlecht@neon.energy](mailto:schlecht@neon.energy))  
Vlada Maksimova ([maksimova@neon.energy](mailto:maksimova@neon.energy))  
Alexander Neef ([neef@neon.energy](mailto:neef@neon.energy))

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**

**Bundesamt für Energie BFE**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern  
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

# Inhaltsverzeichnis

---

|                                                                                   |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abkürzungen und Definitionen .....                                                | 4  |
| 1 Einleitung .....                                                                | 7  |
| 2 Bestehende Methodik im Zweipreismodell .....                                    | 8  |
| 3 Vom Zweipreis- zum Einpreismodell: Systemdienlichkeit statt Fahrplantreue ..... | 10 |
| 3.1 Anreize im Vergleich .....                                                    | 10 |
| 3.2 Regelzonen-Saldo und die Nachfrage nach Regelenergie .....                    | 11 |
| 4 Neue Methodik im Einpreismodell .....                                           | 13 |
| 4.1 Entstehung von Ausgleichsenergiekosten im Einpreissystem .....                | 13 |
| 4.2 Vorüberlegungen: Technologieunterschiede .....                                | 14 |
| 4.3 Berechnung der Ausgleichsenergiekosten im Einpreissystem .....                | 15 |
| 4.4 Empfehlung einer neuen Formel .....                                           | 18 |
| 4.5 Quantitativer Vergleich .....                                                 | 21 |
| 5 Empfehlungen .....                                                              | 23 |
| Referenzen .....                                                                  | 24 |

# Abkürzungen und Definitionen

---

|                 |                                                                                          |
|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| AB              | Anlagenbetreiber                                                                         |
| AEP             | Ausgleichsenergiepreis                                                                   |
| BG              | Bilanzgruppe                                                                             |
| D-1 Prognose    | Einspeiseprognose, die auf der Einspeisung des Vortages beruht                           |
| DA-Preis        | Day-Ahead-Strompreis für die Gebotszone Schweiz                                          |
| KVA             | Kehrichtverbrennungsanlage                                                               |
| Preisdelta      | Ausgleichsenergiepreis minus Day-Ahead-Preis                                             |
| Prognosefehler  | Differenz aus prognostizierter und realisierter Einspeisung                              |
| RZ              | Regelzone                                                                                |
| Trivialprognose | Einspeiseprognose, die als Mindestmass für die Prognosegenauigkeit angesehen werden kann |

# Zusammenfassung

---

**Motivation.** Swissgrid hat angekündigt, ab 1.1.2026 den Mechanismus zur Berechnung des Ausgleichsenergiepreises vom bisherigen Zweipreismodell auf ein Einpreismodell umzustellen. Damit entfällt die Unterscheidung zwischen Short- und Long-Preis zugunsten eines einheitlichen Ausgleichsenergiepreises je Viertelstunde. Diese grundlegende Änderung wirkt direkt auf die Berechnungslogik des variablen Teils des Bewirtschaftungsentgelts: Die bisherige Formel, die auf der Differenz der Monatsmittel von Short- und Long-Preis basiert, würde im Einpreissystem strukturell null ergeben und damit nicht mehr die variablen Kostenanteile aller Technologien sachgerecht abbilden. Eine methodische Neuausrichtung ist daher erforderlich, um Anlagen in der Direktvermarktung gegenüber der Einspeisevergütung gleichzustellen.

**Diese Studie.** In dieser Studie analysieren wir die Folgen der Umstellung für Anlagen in der Direktvermarktung und untersuchen technologiespezifisch, wie sich das neue Einpreis-AEP-System auf die Ausgleichsenergiekosten der verschiedenen Technologien auswirkt. Darauf aufbauend entwickeln wir eine neue, belastbare und transparente Methodik zur Berechnung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts ab 2026.

**Änderungen durch AEP-Umstellung.** Der zentrale Anreiz in der Bilanzgruppenbewirtschaftung verschiebt sich durch die Umstellung auf das Einpreis-AEP-System grundlegend: Nicht mehr jede individuelle Abweichung wird pauschal schlechtergestellt als der Day-Ahead-Preis, vielmehr bepreist der Ausgleichsenergiepreis gezielt Verhalten, das die Regelzone belastet oder entlastet. Regelzone-dienliche Abweichungen werden symmetrisch zu Regelzone-stressendem Verhalten bepreist. Daraus folgt: Bei unkorrelierten, unsystematischen Prognosefehlern ist der langfristige Erwartungswert der Ausgleichsenergiekosten im Einpreissystem null; systematische Kosten treten nur auf, wenn Prognosefehler einer Technologie gleichzeitig und in gleicher Richtung auftreten und mit dem Regelzonensaldo bzw. hohen Ausgleichsenergiepreisen korrelieren.

**Bewirtschaftungsentgelt im Einpreis-AEP.** Unsere Auswertung zeigt, dass für Wasserkraft, Biomasse, Kehrlicht und Wind im Erwartungswert keine systematischen Ausgleichsenergiekosten entstehen; in den betrachteten Perioden überwiegen sogar negative Werte (Einnahmen) als Folge systemstützender Abweichungen. Anders bei Photovoltaik: Gleichgerichtete, wetterinduzierte Prognosefehler, die gleichzeitig viele Anlagen betreffen, korrelieren mit dem Regelzonensaldo und mit hohen Ausgleichsenergiepreisen, wodurch systematische Ausgleichsenergiekosten auch künftig zu erwarten sind. Entsprechend empfehlen wir, für Nicht-PV-Technologien den variablen Anteil des Bewirtschaftungsentgelts auf null zu setzen und den fixen Vermarktungsbetrag (0,11 Rp./kWh) beizubehalten. Für PV empfehlen wir, den variablen Anteil quartalsweise anhand empirisch ermittelter Ausgleichsenergiekosten im neuen Einpreismodell festzulegen. Um diese zu ermitteln, empfehlen wir, vereinfachte Prognoseabweichungen aus den Vortages-Einspeisewerten herzuleiten und die so berechneten Kosten über einen konstanten Faktor auf die Prognosegüte einer professionellen Prognose zu korrigieren.

# Résumé exécutif

---

**Motivation.** Swissgrid a annoncé qu'à partir du 1er janvier 2026, le mécanisme de calcul du prix de l'énergie d'ajustement passera du modèle à deux prix au modèle à un seul prix. Ainsi disparaît la distinction entre prix « short » et prix « long » au profit d'un prix unique d'énergie d'ajustement par quart d'heure. Ce changement fondamental a un effet direct sur la logique de calcul de la partie variable de l'indemnité de gestion : la formule actuelle, basée sur la différence des moyennes mensuelles des prix « short » et « long », donnerait structurellement zéro dans le système à un prix unique et ne refléterait donc plus correctement les parts de coûts variables de toutes les technologies. Une réorientation méthodologique est dès lors nécessaire pour assurer l'égalité de traitement entre les installations en commercialisation directe et celles bénéficiant de la rétribution à prix coûtant.

**Cette étude.** Dans cette étude, nous analysons les conséquences du passage au modèle à un prix unique pour les installations en commercialisation directe et examinons, technologie par technologie, l'impact du nouveau système de prix unique de l'énergie d'ajustement (AEP) sur les coûts d'ajustement. Sur cette base, nous développons une nouvelle méthodologie robuste et transparente pour le calcul de la part variable de l'indemnité de gestion à partir de 2026.

**Changements liés à la réforme de l'AEP.** L'incitation centrale dans la gestion des groupes-bilan se modifie en profondeur avec l'introduction du système AEP à un prix unique : ce n'est plus chaque écart individuel qui est systématiquement pénalisé par rapport au prix Day-Ahead, mais le prix de l'énergie d'ajustement valorise de manière ciblée les comportements qui chargent ou soulagent la zone de réglage. Les écarts favorables à la zone sont tarifés de façon symétrique aux écarts qui la stressent. Il en résulte que, pour des erreurs de prévision non corrélées et non systématiques, la valeur attendue à long terme des coûts d'ajustement est nulle dans le système à prix unique ; des coûts systématiques n'apparaissent que lorsque les erreurs de prévision d'une technologie surviennent simultanément, dans la même direction, et corrélerent avec le solde de la zone de réglage ou avec des prix d'énergie d'ajustement élevés.

**Indemnité de gestion dans le système AEP à un prix.** Nos analyses montrent que, pour l'hydroélectricité, la biomasse, l'incinération des déchets et l'éolien, il n'existe pas de coûts d'ajustement systématiques en valeur attendue ; pour les périodes considérées, on observe même des valeurs négatives (recettes), dues à des écarts favorables au système. Il en va autrement pour le photovoltaïque : des erreurs de prévision alignées, induites par la météo et affectant simultanément de nombreuses installations, sont corrélées avec le solde de la zone de réglage et avec des prix d'énergie d'ajustement élevés, de sorte que des coûts d'ajustement systématiques continueront à apparaître. Nous recommandons donc de fixer la part variable de l'indemnité de gestion à zéro pour les technologies non photovoltaïques et de maintenir le montant fixe de commercialisation (0,11 ct./kWh). Pour le photovoltaïque, nous proposons de déterminer trimestriellement la part variable sur la base des coûts d'ajustement empiriques observés dans le nouveau système à un prix. Pour les calculer, nous suggérons de dériver des écarts de prévision simplifiés à partir des valeurs d'injection de la veille, puis de corriger ces coûts par un facteur constant reflétant la précision d'une prévision professionnelle.

# 1 Einleitung

---

**Hintergrund.** Das Schweizer Strommarktdesign zielt auf eine Marktintegration erneuerbarer Energien (EE). Ein wichtiges Instrument dafür ist die 2018 eingeführte Direktvermarktung, bei der die Betreiber von EE-Anlagen ihren Strom eigenständig oder mit Hilfe eines Direktvermarkters am Markt platzieren. Um zu vermeiden, dass den Betreibern dabei ein Nachteil gegenüber dem Referenz-Marktpreis entsteht, werden diese durch das sogenannte Bewirtschaftungsentgelt unterstützt. Es kompensiert die mit der Direktvermarktung verbundenen Zusatzkosten, insbesondere für Prognose, Fahrplanmanagement, Handelsanbindung, Abrechnung und Ausgleichsenergie.

**Bewirtschaftungsentgelt.** Das Bewirtschaftungsentgelt besteht aus einem fixen Anteil, der administrative und laufende Vermarktungskosten abdeckt, sowie einem variablen Anteil, der sich an den Ausgleichsenergiekosten orientiert. Ursprünglich wurde das Bewirtschaftungsentgelt auf Basis historischer Ausgleichsenergiepreise (AEP) pauschal festgelegt. Mit dem starken Anstieg der Ausgleichsenergiekosten, insbesondere im Jahr 2022, wurde jedoch deutlich, dass die damalige Methodik nicht mehr ausreichend war. Im Jahr 2023 wurde daher eine erste Anpassung vorgenommen: Der variable Anteil des Bewirtschaftungsentgelts wird seitdem monatlich indexiert und anhand aktueller Ausgleichsenergiepreise dynamisch angepasst.

**Anstehende Umstellung.** Mit Blick auf die durch Swissgrid (2025) angekündigte Umstellung des Ausgleichsenergiepreismechanismus auf ein Einpreismodell ab 2026 entsteht nun erneut Handlungsbedarf. Die Einführung dieses neuen Modells ersetzt die bisherige Unterscheidung zwischen Short- und Long-Preis durch einen einheitlichen AEP. Diese grundlegende Änderung hat unmittelbare Auswirkungen auf die Berechnungsgrundlagen des Bewirtschaftungsentgelts. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, die Berechnungsgrundlage des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts grundlegend zu überarbeiten. Eine neue Methodik muss dabei in der Lage sein, die Kosten für Ausgleichsenergie unter den Bedingungen des Einpreismodells sachgerecht, nachvollziehbar und belastbar abzubilden. Gleichzeitig muss sie so ausgestaltet sein, dass sie flexibel auf sich verändernde Marktverhältnisse reagieren kann und zugleich Transparenz und Einfachheit gewährleistet.

**Diese Studie.** Ziel dieser Studie ist die Entwicklung einer neuen, belastbaren und transparenten Methodik zur Berechnung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts ab 2026. Im Zentrum steht eine Systematik, die den Anforderungen des künftigen Einpreismodells entspricht, auf aktuellen Marktdaten basiert und eine konsistente, nachvollziehbare Indexierung der variablen Kostenanteile ermöglicht. Zur Nachvollziehbarkeit der Umstellung erläutern wir zunächst die heutige Methodik und zeigen auf, warum sie im Einpreissystem nicht unverändert fortgeführt werden kann. Anschliessend stellen wir die Unterschiede zwischen Einpreis- und Zweipreis-AEP dar und leiten zum Abschluss die Formel für das Bewirtschaftungsentgelt her, die wir zur Anwendung ab 2026 empfehlen.

## 2 Bestehende Methodik im Zweipreismodell

---

In diesem Kapitel beschreiben und analysieren wir die Methodik zur Berechnung des Bewirtschaftungsentgelts gem. Art. 26 der Energieförderungsverordnung (EnFV) zum Stand September 2025. Die dort definierte Methodik beruht auf dem bis 31. Dezember 2025 gültigen Zweipreismodell.

**Berechnungsformel.** Mit der Einführung des Direktvermarktungsmodells im Jahr 2018 wurde das Bewirtschaftungsentgelt eingeführt, das die Kosten für die Direktvermarktung für Anlagen im Einspeisevergütungssystem, die auf die Direktvermarktung umgestellt wurden, decken soll. Seit dem 1. April 2023 wird das Bewirtschaftungsentgelt monatlich festgelegt und es besteht aus einem fixen Anteil und einem variablen Anteil. Der variable Anteil ist auf Basis der Ausgleichsenergiepreise indexiert. Die Indexierung erfolgt relativ zur Referenzperiode 2013–2015, in der die technologiespezifischen variablen Direktvermarktungskosten (in der Formel kurz «variable Kosten» genannt) ursprünglich hergeleitet wurden. Das Bewirtschaftungsentgelt in Rp./kWh wird seitdem berechnet als

$$\text{BewirtEntgelt}_{\text{Monat}} = \text{Fixbetrag} + \left( \text{Variable Kosten}_{\text{Energiequelle}} * \frac{\text{AE Kosten}_{\text{Monat}}}{\text{AE Kosten}_{2013-2015}} \right).$$

Der Fixbetrag umfasst konstante Vermarktungsausgaben wie Börsengebühren oder Verwaltungsaufwand für die Bilanzgruppe (BG). Durch die monatliche Differenzierung des variablen Anteils lassen sich die seit der Energiekrise teils stark volatilen Ausgleichsenergiekosten abbilden. Die energiequellenabhängigen variablen Direktvermarktungskosten spiegeln die unterschiedliche Prognosegüte wider: Während bei Wind- und PV-Anlagen hohe Vorhersageunsicherheiten bestehen, sind steuerbare Technologien wie Biomasse- oder Kehrlichtkraftwerke deutlich besser prognostizierbar. Da im bisherigen Zweipreis-AEP-System jegliche Prognosefehler Kosten verursacht haben, war diese Methode für das Zweipreis-System sachgemäss.

**Ausgleichsenergiekosten.** Die in die Formel einflussenden Ausgleichsenergiekosten werden aus der Differenz der über alle Viertelstunden des Monats gemittelten Short- und Long-Ausgleichsenergiepreise geteilt durch zwei berechnet:

$$\text{AE Kosten}_{\text{Monat}} = \frac{(\text{Short Preis}_{\text{Mittelwert}} - \text{Long Preis}_{\text{Mittelwert}})}{2}.$$

Mit der Umstellung auf das Einpreissystem entfällt diese Differenz, da es je Viertelstunde nur noch einen Ausgleichsenergiepreis gibt. Der obige Term würde damit keine sinnvolle Abbildung der Ausgleichsenergiekosten mehr liefern, er ergäbe immer null.

**Bestehende Beträge.** Abbildung 1 zeigt den variablen Anteil des Bewirtschaftungsentgelts seit Anfang 2023. Deutlich zeigen sich die Einführung der Indexierung und ein weiterer starker Anstieg ab dem Frühjahr 2024, der auf steigende Ausgleichsenergiepreise zurückzuführen ist.

Dies zeigt die Logik der heutigen Methodik mit Steigerungsfaktor: das Entgelt für alle Technologien erhöht sich, wenn die AEPs steigen. Im Zweipreismodell ist das sinnvoll, weil höhere AEP-Niveaus typischerweise mit höheren Ausgleichsenergiekosten einhergehen, insbesondere für schwerer zu prognostizierende Technologien wie Wind und Solar.

### Bewirtschaftungsentgelt 2023 – 2025, variabler Teil

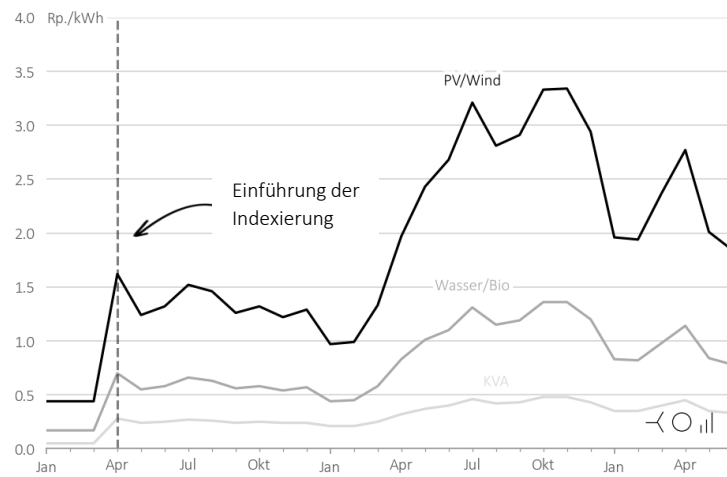


Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf des variablen Anteils für verschiedene Technologien.

**Auszahlungen 2024.** Das Gesamtvolumen des ausgezahlten Bewirtschaftungsentgelts belief sich 2024 auf 34,7 Mio. CHF. Das Portfolio an Anlagen, das sich in der Direktvermarktung befindet, ist nach Energievolumen besonders von Wasserkraft geprägt. Dementsprechend hoch ist der Anteil der Auszahlungen des Bewirtschaftungsentgelts an Wasserkraftanlagen. Mit erheblichem Abstand folgen Biomasse, PV und Wind. Nochmals deutlich geringer sind die Auszahlungen an die Kehrlichtverbrennung.

# 3 Vom Zweipreis- zum Einpreismodell: Systemdienlichkeit statt Fahrplantreue

Als Hintergrund erläutern wir in diesem Kapitel den Unterschied zwischen einem Einpreis- und einem Zweipreis-AEP und zeigen, wie sich die Anreizstrukturen verändern. Zudem zeigen wir, warum die Umstellung auch Auswirkungen auf die Ausgleichsenergiekosten hat.

## 3.1 ANREIZE IM VERGLEICH

**Umstellung zum 1. Januar 2026.** Mit der Einführung des Einpreismodells für Ausgleichsenergie (Swissgrid, 2025) entfällt die Trennung in Short- und Long-Preis je Viertelstunde. Während das bisherige Zweipreismodell v. a. Fahrplantreue belohnt und jede Abweichung relativ zum Day-Ahead (DA) pönalisiert, setzt das Einpreismodell Anreize für systemdienliches Verhalten: Bilanzgruppen werden dafür entlohnt, den Regelzonensaldo zu stützen – und sie zahlen, wenn sie ihn belasten.

**Einpreismodell.** Im Einpreismodell werden Regelzonen-dienliche Abweichungen symmetrisch mit dem gleichen Preis belohnt wie Regelzonen-stressendes Verhalten pönalisiert wird, statt generell beides zu pönalisieren. Das stärkt die ökonomische Effizienz, glättet die Systembilanz, senkt den Abruf von Regelenergie und stützt die operative Systemsicherheit, weil mehr Regelleistung für unerwartete Ereignisse verfügbar bleibt.

**Zweipreismodell.** Zum Vergleich: Im Zweipreismodell gelten zwei Ausgleichsenergiepreise: einer für überdeckte und einer für unterdeckte BGs. Jede Abweichung ist damit gegenüber dem DA-Preis systematisch nachteilig. Tabelle 1 zeigt am Beispiel einer Short-Situation in einer Viertelstunde den Unterschied zwischen dem Einpreis- und dem Zweipreismodell.

Tabelle 1: Beispielhafte Wirkung der beiden Preismodelle für eine Viertelstunde, in der das System unterdeckt ist.

| Beispiel           | Zweipreismodell<br>(bis Ende 2025) | Einpreismodell<br>(ab Anfang 2026) |
|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Bilanzgruppe short | BG zahlt<br>200 EUR/MWh            | BG zahlt<br>200 EUR/MWh            |
| Bilanzgruppe long  | BG bekommt<br>60 EUR/MWh           | BG bekommt<br>200 EUR/MWh          |

## 3.2 REGELZONEN-SALDO UND DIE NACHFRAGE NACH REGELENERGIE

**Einfluss auf Ausgleichsenergiekosten.** Die Umstellung ist nicht nur ein technisches Detail, sondern verschiebt die Erwartungswerte der Ausgleichsenergiekosten: Bei zufälligen Prognosefehlern ist der langfristige Erwartungswert der Ausgleichsenergiekosten im Einpreismodell null (die positiven und negativen Beiträge kompensieren sich mittelfristig). Dagegen bleiben Kosten im Erwartungswert nur dann bestehen, wenn die Prognosefehler systematisch mit dem Preisdelta zwischen AEP und DA-Preis korreliert sind, wie wir in Abschnitt 4.1 näher erläutern.

**Preisdelta.** Das Preisdelta zwischen AEP und DA-Preis ist dann besonders hoch, wenn die RZ stark unausgeglichen ist und eine hohe Nachfrage nach Regelenergie besteht. Dann muss viel teure Regelenergie aktiviert werden, deren Kosten von Swissgrid an die BG weitergegeben werden. Zentral ist daher die Frage, welche Mechanismen grosse RZ-Abweichungen auslösen. Dafür betrachten wir im Folgenden drei Fälle, die in Abbildung 2 dargestellt sind.

### Abweichung des Regelzonensaldos

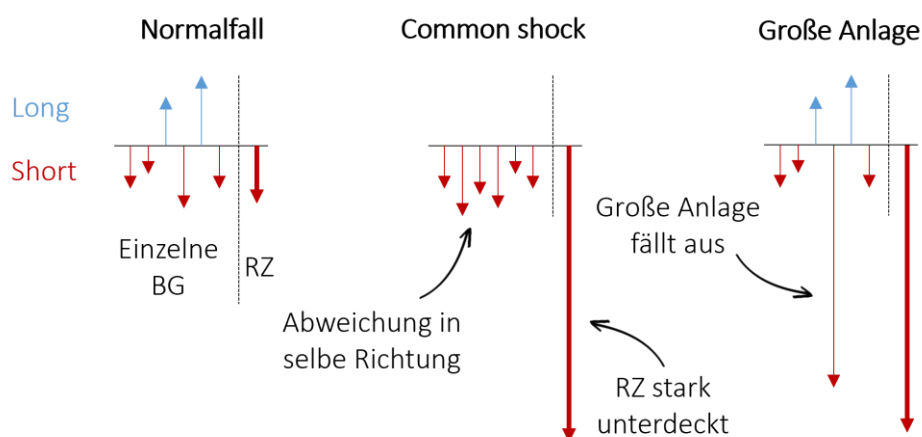


Abbildung 2: Normalfall kleiner Abweichungen vs. zwei mögliche Gründe, die zu einer starken Abweichung der gesamten RZ führen. Im Normalfall weisen die Abweichungen einzelner BG in unterschiedliche Richtungen und die RZ ist nur leicht unausgeglichen. Bei einem Common Shock weist die Abweichung vieler BG in dieselbe Richtung. Das führt zu einer stark unterdeckten RZ. Fällt eine grosse Anlage aus, beispielsweise ein Kernkraftwerk, so kann dies allein zu einer stark unausgeglichenen RZ führen.

**Normalfall.** Bilanzgruppen sind verpflichtet, dem Übertragungsnetzbetreiber Fahrpläne mit viertelstündlichen Prognosen der geplanten Erzeugung und des Verbrauchs zu melden. In der Realität kommt es jedoch zu Abweichungen vom Fahrplan. Das kann am Ausfall einer Anlage liegen oder daran, dass weniger Strom verbraucht als prognostiziert wurde. Der Grund für die Abweichung ist aber im Normalfall für jede BG anders, sodass die Abweichungen verschiedener BG unabhängig voneinander sind. Summiert man die Abweichungen aller BG auf, erhält man den RZ-Saldo, der unter Normalbedingungen gering ausfällt.

**Common Shock.** Anders sieht es bei gemeinsamen Ursachen ("common shocks") aus, die viele BG gleichzeitig in dieselbe Richtung treiben (gleichzeitig short oder gleichzeitig long). In solchen Lagen addieren sich zahlreiche Einzelabweichungen zu einer stark unausgeglichene Regelzone. In der Schweiz können unerwartete Wetteränderungen (z. B. Gewitterfronten, rascher Bewölkungsaufzug) ein Treiber für derartige Common Shocks sein.

**Grosse Anlage.** Eine weitere Situation, in der es zu einem hohen RZ-Saldo kommen kann, ist der Ausfall einer einzelnen grossen Anlage. Fällt beispielsweise ein Kernkraftwerk aus, fehlt kurzzeitig ein Grossteil der Leistung in der Schweiz und die gesamte RZ ist short.

## 4 Neue Methodik im Einpreissmodell

Das Einpreissmodell erfordert eine Anpassung der Formel zur Berechnung des Bewirtschaftungsentgelts. Auch mit der neuen Formel soll das Bewirtschaftungsentgelt wie bisher neben den fixen Vermarktungskosten auch die durchschnittlichen Kosten ausgleichen, die durch die Nachfrage nach Ausgleichsenergie entstehen. In diesem Kapitel erläutern wir zuerst die theoretischen Grundlagen von Ausgleichsenergiekosten im Einpreissystem und stellen dann die Berechnungslogik im Detail dar.

### 4.1 ENTSTEHUNG VON AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN IM EINPREISSYSTEM

**Umstellung.** Wie in Kapitel 2 erläutert, wurde der variable Teil des Bewirtschaftungsentgelts bisher aus der Differenz der Monatsmittelwerte der Short- und Long-Preise berechnet. Diese Logik funktioniert nur im Zweipreissystem. Im Einpreissystem gilt je Viertelstunde ein einheitlicher AEP; die Differenz *Short – Long* entfällt und der bisherige Term wäre strukturell null. Anlagen bliebe dann nur noch der Fixbetrag.

**Ausgleichskosten.** Konzeptionell lassen sich technologiebezogene Ausgleichsenergiekosten im Einpreissystem als über die Zeit aufsummierte Produkte aus Prognoseabweichung und Differenz zwischen AEP und DA-Preis formulieren. In einem Einpreissystem existiert kein systematischer Portfolioeffekt mehr: Die Aggregation vieler Einzelanlagen senkt die Varianz, ändert aber nicht den Erwartungswert der Kosten. Der Kostenmittelwert vieler Einzelanlagen entspricht somit dem Kostenmittelwert für die Gesamtheit aller Anlagen. Für eine Technologie gilt somit für die Viertelstunde  $t$  und den Abrechnungszeitraum  $T$  (bspw. ein Quartal):

$$\text{Prognoseabweichung}_t[\text{MWh}] = \text{Prognose}_t - \text{Realisierung}_t$$

$$\text{Kumulierte AE Kosten}_T[\text{€}] = \sum_{t \in T} \text{Prognoseabweichung}_t * (\text{AEP}_t - \text{DA}_t).$$

**Keine systematischen Kosten.** Im neuen Einpreissystem wirkt das Preisdelta nur dort, wo systematische Korrelationen von Prognoseabweichungen und Preiszuständen bestehen; ansonsten mitteln sich positive und negative Terme im Erwartungswert aus, sodass keine systematischen Kosten anfallen. Im Erwartungswert fallen also nur dann Ausgleichsenergiekosten an, wenn die Prognoseabweichungen des jeweiligen Anlagentyps systematisch mit dem Preisdelta zwischen AEP und DA-Preis korreliert sind. Für unsystematische Abweichungen fallen neu im Erwartungswert keine Ausgleichsenergiekosten mehr an.

**Spezifische Ausgleichsenergiekosten.** Eine spezifische Kostenkennzahl in Rp./kWh ergibt sich dann durch Normierung mit der eingespeisten Energiemenge und einer monatlichen EUR/CHF-Umrechnung:

$$\text{Spezif. AE Kosten}[\text{Rp./kWh}] = \frac{\text{Kumulierte AE Kosten}_t * \text{EUR\_CHF\_Faktor}_{\text{Monat}}}{\text{Eingespeiste Energie}}$$

## 4.2 VORÜBERLEGUNGEN: TECHNOLOGIEUNTERSCHIEDE

**Grundmechanismus.** 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 und in gleicher Richtung auftreten und mit dem Regelzonensaldo bzw. mit dem Preisdelta zwischen AEP und DA-Preis korrelieren. Ebenso treten sie auf, wenn Einzelanlagen so gross sind, dass sie den Regelzonensaldo allein bedeutend beeinflussen (vgl. Abschnitt 3.2). Da die Anlagen in der Direktvermarktung klein sind (überwiegender Anteil der Anlagen < 10 MW), reichen zufällige Einzelabweichungen nicht aus, um den RZ-Saldo nennenswert zu verschieben. Systematische Kosten setzen daher in der Praxis einen gleichgerichteten Prognosefehler vieler Kleinanlagen («Common Shock») voraus – beispielsweise ein grossräumiger Wetterumschwung – der die Stromerzeugung vieler Anlagen zeitgleich in dieselbe Richtung beeinflusst.

**PV.** Mit dem starken PV-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 PV demnach von der Genauigkeit der Wetterprognose ab. Diese werden zwar immer genauer, bleiben jedoch trotz Fortschritten nicht perfekt. Trifft beispielsweise eine Gewitterfront früher als erwartet ein, fällt die PV-Einspeisung 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 PV-Anlagen in der Schweiz gleichzeitig davon betroffen sind und die Abweichung einer einzelnen Anlage daher mit der Abweichung der gesamten Regelzone zusammenhängt. Da in solchen Situationen auch das Preisdelta zwischen AEP und DA-Preis gross ist und systematisch das gegenteilige Vorzeichen zum Prognosefehler aufweist, entstehen für PV-Anlagen systematisch Kosten für Ausgleichsenergie.

**Wind.** Der Anteil der Windenergie an der Gesamtstromerzeugung in der Schweiz ist gering. Im Jahr 2024 lag er bei unter 1% (Pronovo). Zwar bestimmt bei Windenergie, wie bei PV, die Wetterprognose massgeblich die Vorhersagegenauigkeit, dennoch fallen keine systematischen Ausgleichsenergiekosten an. Der Grund dafür ist, dass die aggregierten Wind-Prognosefehler aufgrund der kleinen installierten Leistung zu gering sind, um die Systembilanz der gesamten Schweiz substantiell zu verändern. Der Prognosefehler von Wind zeigt also zufällig in die gleiche oder in die entgegengesetzte Richtung der Systembilanz. Im Erwartungswert fallen daher keine systematischen Kosten für Ausgleichsenergie an.

**Wasser.** Die Stromerzeugung von Wasserkraft wird primär von den hydrologischen Treibern (Niederschlägen, Schneeschmelze) mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung (von Stunden bis Wochen) bestimmt. Sie lässt sich durch hydrologische Abflussmodelle in der Regel gut prognostizieren und ist damit nicht unmittelbar von kurzfristigen Wetterumschwüngen abhängig. In vielen Stunden des Jahres stellt Wasserkraft einen grossen Anteil an der Schweizer Gesamterzeugung, sie unterscheidet sich jedoch grundlegend von PV: Grosse Wasserkraftwerke sind steuerbar, während der Zubau bei PV überwiegend aus vielen kleinen, nicht

fernsteuerbaren Anlagen besteht. Gerade bei Niederschlagsereignissen oder schnell wechselnden Zuflüssen kann die Fahrweise grosser Wasserkraftanlagen gezielt angepasst werden. So werden gleichgerichtete Abweichungen vermieden und der Einfluss auf die Regelzonenbilanz bleibt trotz hoher installierter Leistung begrenzt. Bei kleinen, nicht fernsteuerbaren Laufwasserkraftwerken sind Abweichungen typischerweise lokal hydrologisch getrieben und nicht systematisch mit der Regelzonenbilanz korreliert. Prognosefehler treten über das Jahr betrachtet vor allem anlagenspezifisch auf (z. B. technische Störungen) und stellen keinen Common Shock dar; sie sind damit weitgehend unkorreliert zur Systembilanz. Hinzu kommt die systemdienliche Einsatzmöglichkeit von Speicher- und Pumpspeicherwerken. Im Einpreissmodell führt die Kombination aus guter Prognostizierbarkeit, hoher Steuerbarkeit und systemdienlichem Betrieb dazu, dass für Wasserkraft im Erwartungswert keine systematischen Ausgleichsenergiekosten anfallen. Verbleibend ist vor allem Streuungsrisiko, nicht jedoch ein dauerhaft positives Kostenniveau.

**Kehrichtverbrennung und Biomasse.** Anlagen mit thermischer Stromerzeugung, wie die Kehrichtverbrennungsanlagen und die Biomasseanlagen, machen in der Schweiz einen relativ kleinen Anteil an der Gesamtstromerzeugung aus und sind in der Regel planbar. Abweichungen entstehen daher überwiegend anlagenspezifisch (z.B. aufgrund technischer Defekte) und stehen in keinem Zusammenhang zum Regelzonensaldo. Sie weisen mal zufällig in dieselbe Richtung und mal in die entgegengesetzte. Insgesamt resultieren im Einpreissystem daher keine systematischen Ausgleichsenergiekosten im Erwartungswert; es verbleibt primär das Streuungsrisiko.

## 4.3 BERECHNUNG DER AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN IM EINPREISSYSTEM

Zentral für die Berechnung von Ausgleichsenergiekosten sind Zeitreihen zu Preisen, Prognosen und Einspeisung.

**AEP und DA-Preis.** Für die Berechnung der Ausgleichsenergiekosten sind viertelstündliche AEP sowie Day-Ahead-Preise nötig. Beide Zeitreihen werden veröffentlicht und sind grundsätzlich zugänglich. Bis der Schweizer DA-Markt auf eine viertelstündliche Auflösung umgestellt ist, können dafür die jeweils passenden stündlichen DA-Preise genutzt werden. Für die Jahre 2023 und 2024 hat Swissgrid auf Basis der Nachfrage nach Ausgleichsenergie und der abgegebenen Gebote synthetische AEP-Zeitreihen nach Einpreissmodell-Logik bereitgestellt. Auf dieser Grundlage haben wir im Rahmen dieses Projekts die potenziellen Ausgleichsenergiekosten für diese Jahre berechnet, um die neue Berechnungslogik für das Bewirtschaftungsentgelt herzu-leiten und zu validieren.

**Prognoseabweichung.** Die tatsächlich genutzten Prognosedaten zu einzelnen Technologien sind *nicht* in nutzbarer Form öffentlich verfügbar, denn:

- Bilanzgruppen melden Fahrpläne portfolioübergreifend (häufig mehrere Technologien): aus BG-Fahrplänen lässt sich nicht direkt auf technologiegetrennte Prognosefehler schliessen,
- Kein Offenlegungsanreiz: Es besteht keine Verpflichtung.

Die Prognosedaten müssen daher aus anderen Quellen kommen.

**Trivialprognose.** Eine Prognose, zu der grundsätzlich jeder DV fähig ist, ist eine triviale D-2 Prognose, bei der die Einspeisung des Tages D-2 vor Gate-Closure der Day-Ahead Auktion als Prognose für die 24 Stunden am Tag der Realisierung (D) übernommen wird. Diese Referenz bezeichnen wir als Trivialprognose. In der Realität sind die Prognosen deutlich besser, weil sie sich beispielsweise auf aktuelle Wetterprognosen stützen. Der Prognosefehler, der aus der Trivialprognose resultiert, kann also als obere Grenze der Ausgleichsenergiekosten gesehen werden. In Abbildung 3 ist die Trivialprognose am Beispiel der PV dargestellt und ein Rechenbeispiel angegeben, wie sich daraus die Ausgleichsenergiekosten in einer Viertelstunde ergeben.

### Trivialprognose – ein Beispiel

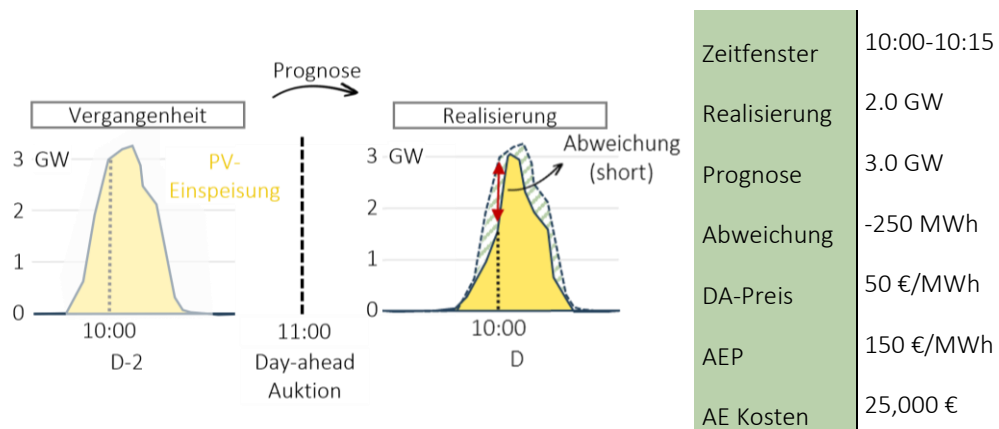


Abbildung 3: Die Funktionsweise der Trivialprognose exemplarisch für PV und ein Rechenbeispiel für die viertelstündlich anfallenden Ausgleichsenergiekosten. Das zur DA-Auktion um 11 Uhr verfügbare Wissen über die schweizweite Solareinspeisung des Vortages (D-2) dient als Prognose für den nächsten Tag (D). Ausgleichskosten entstehen beispielsweise zwischen 10:00-10:15 am Tag der Realisierung (D), weil die fehlende Energie zum höheren AEP nachgekauft werden muss.

**Prognosequalität.** Für die Jahre 2023 - 2024 zeigt sich bei Wasser, Biomasse und Kehrlichtverbrennung eine hohe Übereinstimmung zwischen Trivialprognose und tatsächlicher Erzeugung. Wie zuvor erläutert, wirken hier kurzfristige Wetterumschwünge weniger direkt als z. B. bei PV.

**Spezifische Ausgleichsenergiekosten.** Auf Basis der Trivialprognose ergeben die berechneten spezifischen Ausgleichsenergiekosten für Wind, Wasser, Biomasse und Kehrlicht in 2023 - 2024 überwiegend negative Werte. Im Einpreissystem bedeutet dies Einnahmen statt Kosten. Selbst mit dieser „einfachen“ Referenzprognose zeigen sich im Erwartungswert keine systematischen Ausgleichsenergiekosten für die genannten Technologien; dies bestätigt die Vorüberlegungen in Abschnitt 4.2. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4 dargestellt. In den untersuchten Jahren, für die Swissgrid Einpreis-AEP-Zeitreihen bereitgestellt hat, wären für Wind selbst mit einer Trivialprognose durch Prognosefehler keine Kosten, sondern zusätzliche Einnahmen angefallen. Solche Einnahmen treten gewöhnlich dann auf, wenn Prognosefehler in die entgegengesetzte Richtung zum Schweizer Regelzonensaldo zeigen, sodass sie systemstützende Effekte haben. Die Einnahmen bei Wind unterstreichen, dass aufgrund der geringen

installierten Windleistung in der Schweiz die Windenergie kein bedeutender Treiber des gesamten Regelzonensaldos der Schweiz ist und für Wind keine systematischen Ausgleichsenergiekosten zu erwarten sind.

### Spezifische Ausgleichsenergiekosten auf Basis der Trivialprognose

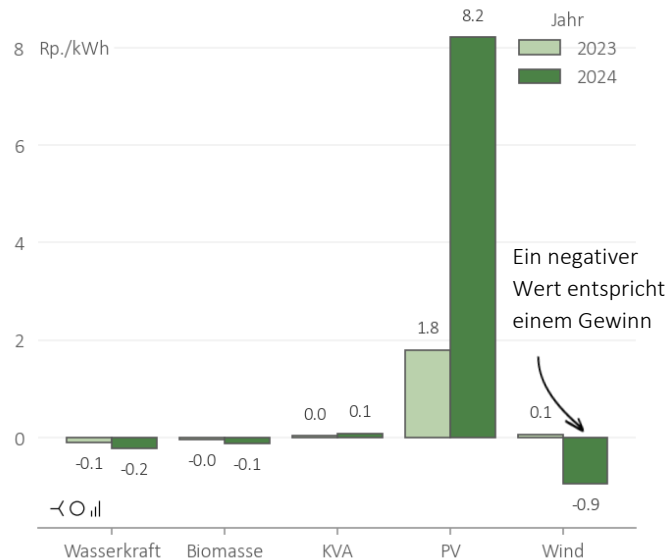


Abbildung 4: Die mittels der Trivialprognose berechneten spezifischen Ausgleichsenergiekosten in den Jahren 2023-24. Negative Werte sind Einnahmen durch Prognosefehler, die der neue Einpreis-AEP immer dann belohnt, wenn sie entgegengerichtet zur Unausgeglichenheit der gesamten Schweizer Regelzone stehen.

**Spezifische Ausgleichsenergiekosten PV.** Anders stellt sich die Lage bei PV dar. Aufgrund gleichgerichteter, wetterinduzierter Prognosefehler und der damit einhergehenden Korrelation zur Regelzonenlage entstehen im Einpreissystem systematische AE-Kosten. Wir haben die spezifischen AE-Kosten für PV zweifach berechnet: mit Trivialprognose und mit professioneller Prognose. Die dafür notwendigen konsistenten Einspeisungs- und Prognosezeitreihen stammen von der BG Erneuerbare Energien und deren Meteo-Dienstleister. Der Vergleich zeigt, dass professionelle Prognosen die AE-Kosten deutlich reduzieren, das grundsätzliche Kosten-niveau jedoch nicht eliminieren, weil die strukturelle Korrelation bestehen bleibt. Die so ermittelte Relation zwischen Trivial- und professioneller Prognose dient uns als Korrekturfaktor in der späteren Formelableitung. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 zusammengefasst.

## Spezifische Ausgleichsenergiekosten bei PV im Vergleich

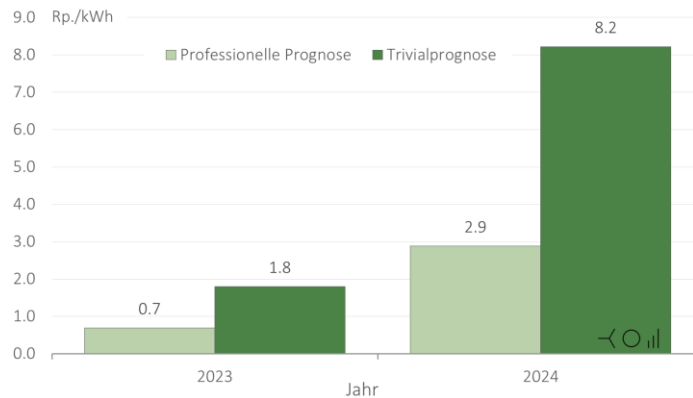


Abbildung 5: Spezifische Ausgleichsenergiekosten für PV anhand der Trivialprognose und einer professionellen Prognose für die Jahre 2023 und 2024.

## 4.4 EMPFEHLUNG EINER NEUEN FORMEL

**Auszahlungsformel.** Wir empfehlen, die Auszahlung für einen Anlagenbetreiber (AB), der Anspruch auf das Bewirtschaftungsentgelt hat, wie bisher aus der eingespeisten Energie, multipliziert mit der Summe aus einem Technologie-unabhängigen fixen und einem Technologie-abhängigen variablen Anteil zu berechnen.

$$\text{Auszahlung}_{AB} = \text{Eingespeiste Energie}_{AB} * (\text{Fixer Anteil} + \text{Variabler Anteil}_{\text{technologie}})$$

Der fixe Anteil könnte gegenüber der ursprünglichen Methodik unverändert bleiben, denn die Einführung des Einpreissystems führt an den durch ihn abgedeckten Kostenkomponenten nicht zu relevanten Änderungen. Eine Analyse der Angemessenheit dieser Kostenkomponente war nicht Teil dieser Studie. Er liegt derzeit bei:

$$\text{Fixer Anteil} = 0,11 \text{ Rp./kWh}$$

**Variabler Anteil Nicht-PV.** Auf Basis der Analyse in Abschnitt 4.3 empfehlen wir, den variablen Anteil des Bewirtschaftungsentgelts für alle nicht-PV-Technologien, also für Wasserkraft, Biomasse, Kehrlicht und Wind, auf null zu setzen. Dies entspricht den technologiespezifischen durchschnittlichen Kosten für Ausgleichsenergie im neuen Einpreissystem, denn solche Prognoseabweichungen, die nicht systematisch mit dem Preisdelta korreliert sind, haben im neuen System im Erwartungswert keine Ausgleichsenergiekosten mehr. Für diese Technologien wäre daher keine Anpassung in der Methode zur Berechnung des Bewirtschaftungsentgeltes nötig, denn auch in der alten Formel wäre mit der Umstellung aufs Einpreissystem immer null das Ergebnis für den variablen Teil gewesen.

$$\text{Variabler Anteil}_{\text{nicht-pv}} = 0$$

**Variabler Anteil PV.** Von den relevanten Technologien sind systematische Kosten für Ausgleichsenergie einzig für PV auch in Zukunft zu erwarten. Für Solarenergie sollte daher der variable Anteil direkt von den technologiespezifischen durchschnittlichen Kosten für Ausgleichsenergie abgeleitet werden. Um diese zu berechnen, sind mehrere Schritte notwendig. Es wird die gesamtschweizerische Einspeisezeitreihe von PV, die durch Pronovo berechnet wird, zugrunde gelegt. Im ersten Schritt werden quartalsweise die schweizweiten Kosten berechnet, die entstehen würden, wenn alle Betreiber die Erzeugung des Vortages (D-1) zur Prognose ihrer Erzeugung nutzen würden.

**Box: Trivialprognose und D-1 Prognose.** In Abschnitt 4.3 haben wir mittels der Trivialprognose die Ausgleichsenergiekosten berechnet. Die Trivialprognose kann als das Mindestmass an Prognosegenauigkeit angenommen werden und nutzt das Wissen über die Einspeisung vor Gate-Closure der DA-Auktion. Abweichend davon raten wir für die Berechnung des Bewirtschaftungsentgelts zur Nutzung der D-1 Prognose. Sie besteht aus der Einspeisung der 24 Stunden des Vortages und enthält damit Wissen, dass zur DA-Auktion noch nicht verfügbar ist. Die D-1 Prognose reduziert ausserdem die Schwankungsbreite in den errechneten AE-Kosten und macht die Auszahlung des Bewirtschaftungsentgelts berechenbarer.

Damit wird zuerst die Prognoseabweichung berechnet.

$$\text{Prognoseabweichung}_t = \text{Realisierung}_{t_{D-1}} - \text{Realisierung}_t$$

Anschliessend lassen sich die Ausgleichsenergiekosten im Zeitintervall  $t$  berechnen als:

$$\text{AE Kosten (D-1 Prognose)}_t = \text{Prognoseabweichung}_t * (\text{AEP}_t - \text{DA}_t).$$

Die Kürzel in den Klammern stellen den Ausgleichsenergiepreis ( $\text{AEP}$ ) und den Day-Ahead Preis ( $\text{DA}$ ) jeweils für die Regel- bzw. Gebotszone Schweiz dar.

Anschliessend werden die Kosten für ein Quartal summiert:

$$\text{AE Kosten (D-1 Prognose)}_{\text{quartal}} = \sum_{t \in \text{quartal}} \text{AE Kosten (D-1 Prognose)}_t.$$

Im zweiten Schritt werden die pro Quartal anfallenden Kosten durch die Stromerzeugung aus PV im selben Zeitraum geteilt. Man erhält durchschnittliche Ausgleichsenergiekosten in einem Quartal auf Basis der D-1 Prognose.

$$\text{Spezifische AE Kosten (D-1 Prognose)}_{\text{quartal}} = \frac{\text{AE Kosten (D-1 Prognose)}_{\text{quartal}}}{\text{Stromerzeugung}_{\text{quartal}}}$$

Im letzten Schritt werden die durchschnittlichen Kosten, die mit einer D-1 Prognose anfallen würden, mit einem Korrekturfaktor angepasst. Dieser Korrekturfaktor wurde im Rahmen unserer Studie aus dem Verhältnis zwischen den Ausgleichsenergiekosten für die D-1 Prognose und den Ausgleichsenergiekosten einer professionellen Prognose in den Jahren 2023 und 2024 berechnet und abgerundet. Quartalscharf berechnete Korrekturfaktoren sind in Abbildung 6 gezeigt. Die professionellen Prognosen stammen in diesem Zeitraum vom Meteo-Dienstleister der Bilanzgruppe Erneuerbare Energien.

$$\text{Korrekturfaktor} = \frac{\text{AE Kosten D-1 Prognose}_{2023-24}}{\text{AE Kosten professionelle Prognose}_{2023-24}} \approx 2,5$$

## Quartalscharfe Korrekturfaktoren 2023-24

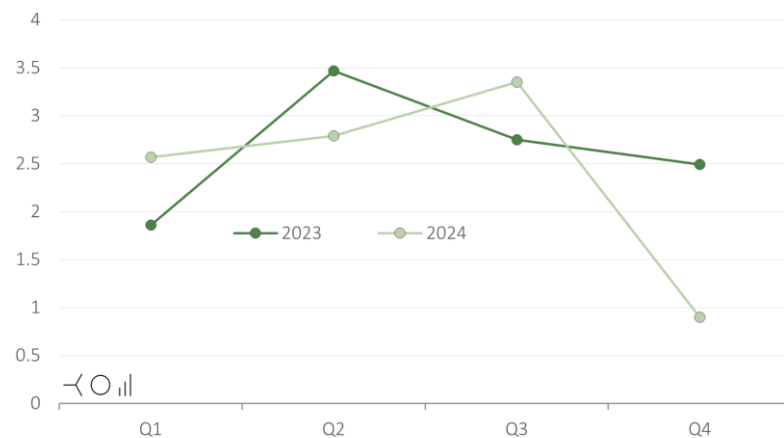


Abbildung 6: Der Korrekturfaktor im Zeitverlauf für die Quartale der Jahre 2023-24. Trotz eines unterschiedlichen Kostenniveaus bleibt der Korrekturfaktor zwischen den zwei Jahren weitgehend stabil. Für das Jahr 2023 beträgt er 2,63 und 2024 liegt er bei 2,51. Abweichend von Abbildung 5 wurde für die Berechnung der vorliegenden Werte die D-1 Prognose verwendet und nicht die Trivialprognose, da wir diese Berechnungsmethode (D-1) auch für die neue Formel vorschlagen.

Zusammengenommen ergibt sich der variable Anteil für Solarenergie als

$$\text{Variabler Anteil}_{\text{quartal}} = \frac{\text{Spezifische AE Kosten (D-1 Prognose)}_{\text{quartal}}}{\text{Korrekturfaktor}}$$

Der variable Anteil sollte quartalsweise berechnet werden, um kleinere Schwankungen innerhalb von Quartalen besser auszugleichen. Dabei ändern sich von Quartal zu Quartal die anfallenden Ausgleichsenergiekosten und die Stromerzeugung, während der Korrekturfaktor unverändert bleibt. Zudem empfehlen wir, den Korrekturfaktor nach zwei Jahren zu evaluieren und ggf. neu zu berechnen, wobei die zu diesem Zeitpunkt bestmögliche PV-Prognose zu Rate gezogen werden sollte.

## 4.5 QUANTITATIVER VERGLEICH

In diesem Abschnitt vergleichen wir hypothetische Bewirtschaftungsentgelte und Auszahlungen zwischen der alten und der vorgeschlagenen neuen Methodik, wobei die Berechnungen der neuen Methodik die durch Swissgrid bereitgestellten synthetischen Einpreis-AEP-Zeitreihen für 2023 und 2024 nutzen.

**Vergleich beider Formeln.** In Abbildung 7 vergleichen wir das Bewirtschaftungsentgelt für PV im Jahr 2024 nach der neuen und der alten Methodik. Gezeigt werden (i) das tatsächlich angewandte Bewirtschaftungsentgelt im Zweipreissystem, gemittelt über das jeweilige Quartal, sowie (ii) das hypothetische Bewirtschaftungsentgelt, das sich im Einpreissystem unter Anwendung der neuen Berechnungsformel ergeben hätte (auf Basis der synthetisch nachgerechneten AEP von Swissgrid). Die Gegenüberstellung macht sichtbar wie sich die Systemlogik (Zwei- vs. Einpreissystem) auf das Ergebnis auswirken.

### Bewirtschaftungsentgelt für PV im Vergleich

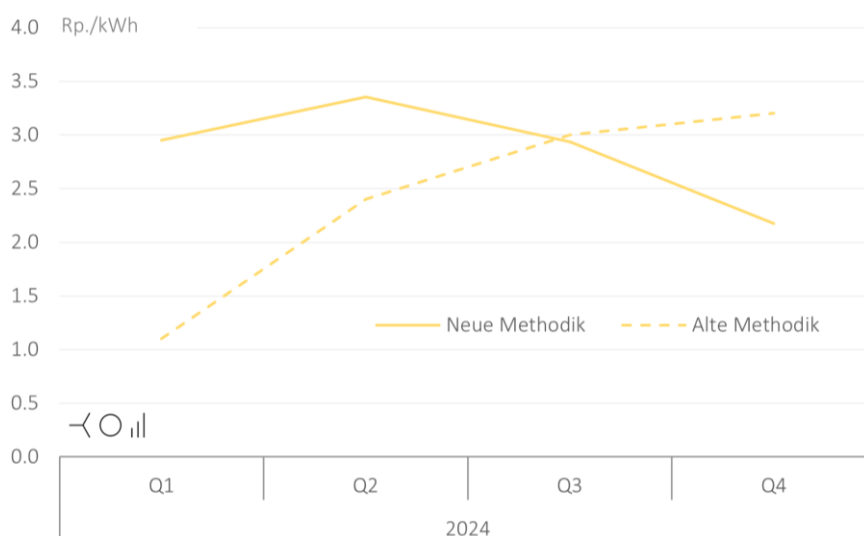


Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf des Bewirtschaftungsentgelts für PV in der neuen und alten Methodik für das Jahr 2024, angewendet auf die jeweils zur Methode passenden AEP-Zeitreihen, also Zweipreis-AEP für die alte Methodik und Einpreis-AEP für die neue Methodik. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die monatlichen Werte der alten Methodik für jedes Quartal gemittelt.

**Auszahlungen im Einpreissystem.** Unter Anwendung des Einpreissystems und der neuen Berechnungsformel würden die Ausgaben sinken: Die Auszahlungen des auf Basis der synthetischen Einpreis-AEP ermittelten hypothetischen Bewirtschaftungsentgelts läge bei 9.3 Mio. CHF und damit ca. –70 % gegenüber dem Status quo.

### Auszahlungen 2024 im Vergleich

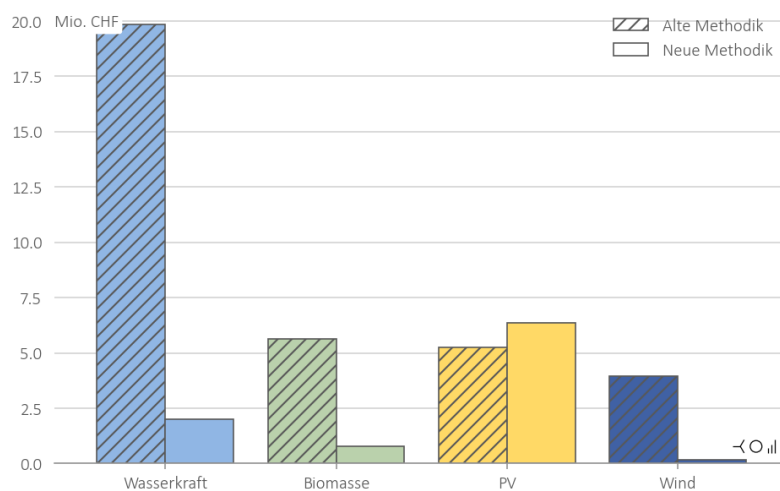


Abbildung 8: Die tatsächlich gezahlten Auszahlungen des Bewirtschaftungsentgelts im Jahr 2024 im Vergleich mit den Auszahlungen in der neuen Methodik. In beiden Fällen ist die gesamte Auszahlung, d.h. variabler plus fixer Anteil angegeben.

## 5 Empfehlungen

---

**Nullvergütung für nicht-PV.** Für Wasserkraft, Biomasse, Kehricht und Wind empfehlen wir eine Nullvergütung, da ihre Prognosefehler nicht systematisch mit dem Preisdelta korreliert sind. Im Einpreissystem ergeben sich damit im Erwartungswert für sie keine Ausgleichsenergiekosten. Damit entfielen die Berechnung des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts im Monats-/Quartalstakt für diese Technologien; der Fixbetrag für Vermarktungskosten (0,11 Rp/kWh) bleibt hiervon unberührt und wurde in dieser Studie nicht untersucht. Bei den uns vorliegenden Zeiträumen mit synthetischen Einpreis-AEP sind unter Anwendung einer einfachen Prognose basierend auf Vortageserzeugungswerten sogar häufig Gewinne aus Prognosefehlern ersichtlich. Solche Gewinne treten immer dann auf, wenn Prognosefehler in die entgegengesetzte Richtung wie der Schweizer Regelzonensaldo zeigen, sodass sie systemstützende Effekte haben.

**Variabler Anteil für PV.** Von den relevanten Technologien sind systematische Kosten für Ausgleichsenergie einzig für PV auch in Zukunft zu erwarten. Daher empfehlen wir, für diese Technologie den variablen Bestandteil des Bewirtschaftungsentgelts in Rp./kWh quarteilweise schweizweit einheitlich wie folgt abzuleiten:

$$\text{Variabler Anteil}_{\text{quartal}} = \frac{\text{AE Kosten (D-1 Prognose)}_{\text{quartal}}}{\text{Stromerzeugung}_{\text{quartal}}} * \frac{1}{\text{Korrekturfaktor}}.$$

Wir empfehlen, die D-1-Prognosefehlerzeitreihe als konservative Basis für die Berechnung der Ausgleichsenergiekosten zu nutzen und die resultierenden Werte mit dem Korrekturfaktor von 2.5 auf marktübliche professionelle Prognosegüte zu skalieren. Die Prognosefehler werden viertelstündlich mit der Preisdifferenz zwischen AEP und DA bewertet und anschliessend auf Rp./kWh normiert.

**Weiterentwicklung.** Wie empfehlen, den Korrekturfaktor alle zwei Jahre zu überprüfen und unter Nutzung der dann bestverfügbaren professionellen PV-Prognosedaten neu zu kalibrieren.

# Referenzen

---

Swissgrid (2025). Neuer Preismechanismus für Ausgleichsenergie ab 2026. <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20250328-01.html>

Pronovo (2024). Daten zur Winderzeugung. [https://pronovo.ch/downloads/Lastgangprofile\\_nach\\_Technologien/](https://pronovo.ch/downloads/Lastgangprofile_nach_Technologien/)