

Leitfaden

Marktdienlicher Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen

MEF – CH 2026

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstausgabe

Vorname Name	Firma	Funktion
Thomas Bischof	Elektra	Leiter Energiewirtschaft
Nadine Brauchli	VSE	Bereichsleiterin Energie
Kristin Brockhaus	VSE	Senior Expertin Regulierung und Energiewirtschaft
Alexander Büchi	EKZ	Leiter Netzwirtschaft
Peter Cuony	Groupe E	Head of Products for the electricity distribution division
Kay Flieger	BKW	Solution Manager
Jannick Gallmann	Axpo	Senior Flex-Pooling Portfoliomanager
Corinne Haeberling	Energie360	Innovation Manager lab360
Noémie Kipfer	Alpiq	Regulatory Analyst
Jürg Lienhart	EWZ	-
Dona Mountouri	Swissgrid	Senior Specialist Product and Market Design
Thomas Rechsteiner	Swissolar	Leiter Technik und Betriebswirtschaft
Claudio Richter	Eniwa	Stv. Bereichsleiter Unternehmensentwicklung
Carlo Schmitt	Axpo	Regulatory Manager
Christina Tzanetopoulou	VSE	Senior Expertin Netztechnik/Netzwirtschaft

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die Projektorganisation ESready verantwortlich.



Chronologie

Datum	Kurzbeschreibung
März 2025 – September 2025	Erstellen durch die Arbeitsgruppe energieseitige Steuerung EEA des VSE
29. September 2025 – 31. Oktober 2025	Vernehmlassung bei den Kommissionen und Interessengruppierungen
09. März 2026	Verabschiedung durch Geschäftsleitung
16. März 2026	Information zuhänden Vorstand

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 09.03.2026.

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.



1. Inhaltsverzeichnis

Vorwort	6
1. Zusammenfassung der Empfehlungen und Ausblick.....	7
2. Einleitung.....	8
3. Use Cases für den marktdienlichen Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen.....	9
3.1 Use Case 1: Nutzung der Flexibilität von PV-Anlagen aufgrund von Preissignalen aus dem Day-Ahead-Markt.....	10
3.1.1 Regulatorische Voraussetzungen.....	10
3.1.2 Mechanismus.....	11
3.1.3 Vergütungsbeispiel	11
3.1.4 Technische Voraussetzungen	13
3.1.5 Verantwortlichkeiten und Informationsflüsse im zeitlichen Ablauf.....	14
3.1.6 Empfehlung.....	14
3.2 Use Case 2: Nutzung der Flexibilität von PV-Anlagen zur Optimierung der Ausgeglichenheit.....	15
3.2.1 Regulatorische Voraussetzungen.....	15
3.2.2 Mechanismus.....	15
3.2.3 Vergütungsbeispiele	16
3.2.4 Technische Voraussetzungen	17
3.2.5 Verantwortlichkeiten und Informationsflüsse im zeitlichen Ablauf.....	18
3.2.6 Empfehlung.....	18
3.3 Ausgestaltungsvarianten der Use Cases und Detailbetrachtungen	19
3.3.1 Marktdienlicher Einsatz bei kleinen PV-Anlagen mit Minimalvergütung	19
3.3.2 Marktdienlicher Einsatz und Steuerung der Einspeisung zur Ausgeglichenheit bei Anlagen mit Eigenverbrauch.....	19
3.3.3 Nutzung von PV-Anlagen zur Ausgeglichenheit mittels Preisanreizen	19
3.3.4 Kombierter Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen zur Marktoptimierung und zur Ausgeglichenheit	20
3.3.5 Kombierter Einsatz der Flexibilität der PV-Anlagen zur Marktoptimierung, zur Ausgeglichenheit und für SDL	21
4. Anhang	22
4.1 Akteure und ihre Rollen.....	22
4.2 Möglichkeiten der Steuerung von PV-Anlagen	23
4.3 Ablauf der Use Cases	23
4.3.1 Use Case 1	23
4.3.2 Use Case 2	24
4.4 PV-Anlagen in der Schweiz (Stand 2024).....	24



2. **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Zeitliche Abfolgen der Use Cases	9
Abbildung 2: Schematische Darstellung des Lösungsansatzes einer marktnahen Vergütung mit beteiligten Akteuren	11
Abbildung 3: Illustration der Markterlöse der PV-Produktion am Beispiel der ersten Maiwoche im Jahr 2025	12
Abbildung 4: Schematische Darstellung des Lösungsansatzes einer Fernsteuerung von PV-Anlagen mit beteiligten Akteuren	15
Abbildung 5: Schema der Steuerbefehle, die vom Netzbetreiber und vom Lieferanten über verschiedene Schnittstellen über einen zentralen Parkregler zu den Wechselrichtern einer PV-Anlage gelangen	17
Abbildung 6: Schema eines Regelsystems, das die Einspeisung (und nicht die Produktion) reguliert. (Quelle: Groupe E)	19

3. **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Möglichkeiten der Steuerung von PV-Anlagen bei den Use Cases	23
Tabelle 2: Verantwortlichkeiten und Informationsflüsse im zeitlichen Ablauf Use Case 1	23
Tabelle 3: Verantwortlichkeiten und Informationsflüsse im zeitlichen Ablauf Use Case 2	24
Tabelle 4: Anzahl und Leistung aller PV-Anlagen insgesamt in der Schweiz sowie die vergüteten Anlagen im EVS	25



Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

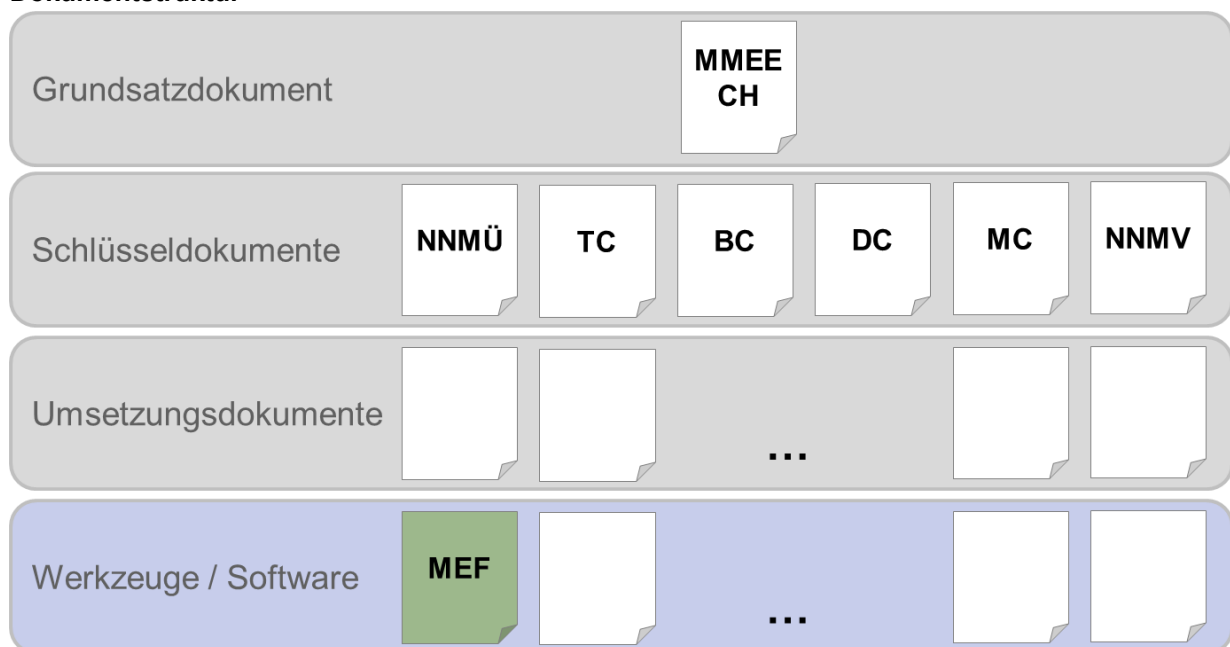
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument Marktdienlicher Einsatz von PV-Anlagen handelt es sich um ein Werkzeug / Software.

Dokumentstruktur



1. Zusammenfassung der Empfehlungen und Ausblick

- (1) Mit der Zunahme an PV-Anlagen, welche unter die Abnahme- und Vergütungspflicht fallen und eine vom Marktpreis losgelöste Vergütung erhalten, kommt es häufiger zu Produktionsüberschüssen, die von den Lieferanten (v.a. Lieferanten Grundversorger) zu tiefen oder gar negativen Preisen am Markt verkauft werden müssen. Des Weiteren wird es schwieriger, den gemeldeten Fahrplan aufgrund kurzfristiger Witterungseinflüsse und somit Produktionsschwankungen einzuhalten. Beide Aspekte stellen das Energiesystem zunehmend vor Herausforderungen.
- (2) Als eine mögliche Lösung wird der marktdienliche Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen vorgeschlagen. Im Fokus stehen zwei Anwendungsfälle, welche der Branche als Beispiele für die Umsetzung dienen sollen:
 - Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen basierend auf Preissignalen aus dem Day-Ahead-Markt (Use Case 1)
 - Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen zur Optimierung der Ausgeglichenheit (Use Case 2)
- (3) Use Case 1: Lieferanten wird empfohlen, PV-Erzeugern eine marktpreisorientierte Vergütung (auf Basis von Day-Ahead-Marktpreisen¹ plus HKN) anzubieten, sodass die PV-Erzeuger ab einem bilateral festgelegten Preis (d.h. bei tiefen und v.a. negativen) nicht mehr einspeisen. Dies schützt die Lieferanten vor Verlusten und ermöglicht den Erzeugern höhere Einnahmen. Bislang ist dieses Vergütungsmodell selten, wird aber mit vermehrt tiefen und negativen Preisen attraktiver. Für Anlagen ≥ 150 kW richtet sich die Vergütung voraussichtlich ab Januar 2027 ausschliesslich nach dem Day-Ahead-Preis, wenn sich Lieferanten und Produzenten nicht darüber einigen².
- (4) Use Case 2: Lieferanten, resp. Bilanzgruppenverantwortlichen wird empfohlen, PV-Erzeugern Verträge zur Nutzung ihrer Flexibilität anzubieten, um ihren Ausgleichsenergiebedarf zu bewirtschaften. So können Lieferanten ihre Ausgleichsenergiekosten senken und PV-Erzeuger zusätzliche Erlöse durch die Vermarktung ihrer Flexibilität erzielen. Die Einsparungen der Lieferanten müssen mindestens die Kosten der Steuerung und der Entschädigung an den PV-Erzeuger decken.
- (5) Verschiedene Ausgestaltungsoptionen für Use Case 1 und Use Case 2 werden ebenfalls aufgezeigt. Dazu zählen u.a. der marktorientierte Einsatz von kleinen Photovoltaikanlagen, Anlagen mit Eigenverbrauch sowie der kombinierte Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen zur Marktoptimierung und zur Bewirtschaftung des Ausgleichsenergiebedarfs.
- (6) Bei den regulatorischen Rahmenbedingungen sind weiterhin Änderungen zu erwarten (Anpassungen beim Abnahmevergütungsmodell, beim Marktdesign im Day-Ahead- und Intradaymarkt sowie bei der Regenergie), welche Einfluss auf den marktdienlichen Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen haben. Der Leitfaden wird daher regelmässig auf seine Aktualität überprüft und bei Bedarf überarbeitet. Die vorliegenden Empfehlungen basieren schwergewichtig auf die ab Januar 2026 geltenden Rahmenbedingungen.
- (7) Wenn mehrere Akteure die gleiche Anlagenflexibilität nutzen wollen, können technische oder wirtschaftliche Nutzungskonflikte entstehen. Besonders relevant ist dies bei vertraglichem Mehrfachzugriff

¹ Aktuell sind die Day Ahead Preise stündlich. Im Verlauf von 2026 wird auf viertelstündliche Preise umgestellt.

² Siehe dazu Art. 15 EnG im Rahmen des «Beschleunigungserlasses» (23.051), Vernehmlassung «Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamtes für Energie mit Inkrafttreten am 1. Juli 2026 vom 16. September 2025» und die [Medienmitteilung](#) des Bundesrates vom 25. Februar 2026.



oder wenn der Einsatz Auswirkungen auf andere Marktakteure hat. Wie diese Konflikte künftig gelöst werden sollen, vertieft der VSE an anderer Stelle³.

2. Einleitung

- (1) Mit der Zunahme an PV-Anlagen, welche unter die Abnahme- und Vergütungspflicht fallen und eine vom Marktpreis losgelöste Vergütung erhalten, kommt es häufiger zu Produktionsüberschüssen, die zu tiefen oder gar negativen Preisen am Markt verkauft werden müssen. Gleichzeitig wird es schwieriger die Fahrpläne einzuhalten und ausgeglichen zu sein, da die Sonneneinstrahlung und die PV-Produktion schwer vorherzusagen sind. Beide Aspekte stellen das Energiesystem zunehmend vor Herausforderungen, die einer Lösung, resp. einer besseren Integration von PV-Anlagen ins Energiesystem bedürfen. Die bestehenden Marktmechanismen können dabei einen wesentlichen Beitrag leisten.
- (2) Eine Lösung ist die Steuerung der Einspeisung der PV-Anlagen ins Netz. Die Einspeiseleistung ist die Produktionsleistung minus die Eigenverbrauchsleistung. Um die Einspeisung zu steuern, kann der Eigenverbrauch erhöht (z.B. in dem die Produktion lokal gespeichert wird) und/oder die Produktion reduziert werden. Diese Optimierung kann entweder automatisiert durch den PV-Erzeuger aufgrund von Preissignalen oder durch Dritte über eine Fernsteuerung gemäss vertraglicher Abmachung erfolgen. Beides – Steuerung sowie Eigenverbrauchsoptimierung – bedarf entsprechender Preisanreize und Rahmenbedingungen.
- (3) Das Ziel dieses Dokumentes ist es aufzuzeigen, mit welchen Modellen Lieferanten (inkl. Lieferanten Grundversorgung) die PV-Erzeuger motivieren können, die Einspeisung ihrer PV-Anlagen zu optimieren. Der Fokus liegt auf PV-Anlagen, welche die Energie ihrem Verteilnetzbetreiber in der Funktion des Lieferanten Grundversorgung verkaufen. Dies sind ca. 90% des eingespeisten PV-Stroms (siehe Kap. 4.4). Es wird aufgezeigt, welchen Nutzen die Lieferanten und die PV-Erzeuger daraus ziehen können und welche Voraussetzungen dafür notwendig sind. Auch wird auf Hürden und Massnahmen zu deren Beseitigung hingewiesen.
- (4) Es geht vor allem um den Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen zu marktdienlichen Zwecken. Unter marktdienlichen Zwecken wird der Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen im Rahmen der Strombewirtschaftung verstanden. Ziel des marktdienlichen Einsatzes ist, die Energie, dank des Einsatzes der Flexibilität, sowohl für den Lieferanten als auch für den PV-Erzeuger kostengünstiger, resp. ertragreicher zu bewirtschaften. Dabei wird auch die Optimierung der Ausgleichsenergie, resp. der Ausgleichsenergiekosten verstanden. In Abgrenzung zum marktdienlichen Einsatz kann eine Flexibilität auch netz- oder systemdienlich⁴ eingesetzt werden.
- (5) Der Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen zu marktdienlichen Zwecken wird anhand von zwei konkreten Use Cases aufgezeigt. Sie sollen als Umsetzungsbeispiele für die Branche dienen. Es geht nicht darum das Thema des marktdienlichen Einsatzes umfassend abzuhandeln.

³ Themenpapier Flexibilitätskoordination, Positionspapier Informationsweitergabe bei Flexibilitätsentsätzen

⁴ Eine Flexibilität verhält sich netzdienlich, wenn sie zu einem stabilen Netzbetrieb beiträgt, indem sie bspw. Engpässe im Netz vermeidet oder reduziert oder den Netzausbau entlastet oder verzögert. Ein systemdienliches Verhalten bedeutet einen Beitrag zu einem physikalisch stabilen Gesamtsystem, bspw. durch einen Beitrag zur Frequenz- oder Spannungshaltung.



- (6) Die im Dokument genannten Akteure, ihre Rollen und Aufgaben basieren auf den Rollendefinitionen im Marktmodell für elektrische Energie (MMEE-CH) und Balancing Concept Schweiz (BC-CH). Die Akteure sind im Anhang kurz erläutert.

3. Use Cases für den marktdienlichen Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen

- (1) Die Use Cases adressieren die einleitend geschilderten Herausforderungen. Es handelt sich einerseits um die Optimierung der Einspeisung der PV-Anlagen am Day-Ahead-Markt (Use Case 1) und andererseits um die Optimierung der Ausgeglichenheit von Lieferanten und Bilanzgruppen (Use Case 2).
- (2) Bei Use Case 1 soll der PV-Erzeuger aufgrund von Preissignalen den Anreiz erhalten, bei negativen Day-Ahead-Preisen oder Nichtschliessen des Marktes aufgrund von Überangeboten nicht einzuspeisen. Bei Use Case 2 erwirbt der Lieferant oder der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) das Recht, die Einspeisung der PV-Anlage gegen Entgelt zu steuern, um die Ausgeglichenheit des Lieferanten oder der Bilanzgruppe zu verbessern. Die Verbesserung der Ausgeglichenheit trägt dazu bei, die Strombeschaffungskosten des Lieferanten zu vergünstigen und wird daher als marktdienlich kategorisiert. Mit der Einführung des Einpreismodells ab Januar 2026 eröffnet sich zudem die Möglichkeit die PV-Flexibilität im Sinne des Systems zu nutzen.
- (3) In den Kapiteln 3.1 und 3.2 werden die beiden Use Cases vertieft. Dabei liegt der Fokus auf den jeweils am einfachsten umsetzbaren Varianten. Weitere Varianten werden im Kap. 3.3 umrissen.
- (4) Die beiden Use Cases finden in unterschiedlichen Zeitphasen statt (vgl. Abbildung 1). Use Case 1 erfolgt im Markt, d.h. vor Handelsschluss der Börsenauktionen des Day-Ahead-Markts. Eine Optimierung im Intraday-Markt wäre auch möglich, würde die Komplexität jedoch erhöhen. Use Case 2 erfolgt in der kurzen Zeit nach Handelsschluss des kontinuierlichen Handels im Intraday, jedoch vor dem Erfüllungszeitpunkt, und somit ausserhalb der Marktplätze. Um kurzfristige Prognoseabweichungen auszugleichen, steht vorgängig auch der Intraday-Markt als marktliches Instrument zu Verfügung. Dieser sollte, wenn immer möglich genutzt werden. Inwiefern diese Option genutzt wird, ist auch abhängig von den Verträgen zwischen Lieferanten, Dienstleister und Bilanzgruppe.

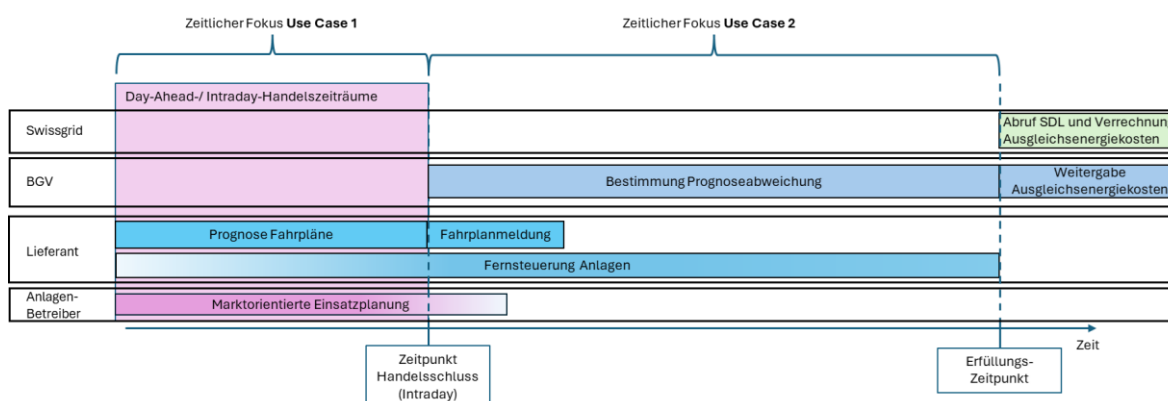


Abbildung 1: Zeitliche Abfolgen der Use Cases

- (5) Beide Use Cases können durch die garantierte Nutzung von Flexibilität durch den VNB übersteuert werden. Die garantierte Nutzung hat stets Vorrang (Art. 17c Abs. 5 StromVG). Dieser Vorrang könnte



einen Nutzungskonflikt herbeiführen, indem bei einem netzdienlichen Einsatz der Flexibilität, der markt-dienlicher Einsatz kurzfristig unterbunden und die kommerzielle Nutzung damit eingeschränkt wird.

3.1 Use Case 1: Nutzung der Flexibilität von PV-Anlagen aufgrund von Preissignalen aus dem Day-Ahead-Markt

3.1.1 Regulatorische Voraussetzungen

- (1) Verteilnetzbetreiber haben in ihrer Funktion als Lieferanten Grundversorgung nach Art. 15 EnG in ihrem Netzgebiet eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus Produktionsanlagen ≤ 3 MW oder ≤ 5000 MWh Jahresproduktion. PV-Erzeuger können ihren Strom auch einem anderen Lieferanten verkaufen. Die Vergütung richtet sich ab Januar 2026 nach vertraglich vereinbarten Vergütungssätzen oder nach dem vierteljährlich volumengewichteten Referenzmarktpreis Photovoltaik (RMP-PV) zum Zeitpunkt der Einspeisung. Für Anlagen < 150 kW gibt es zudem eine Minimalvergütung, wenn der RMP-PV unter diesen Wert fällt. Ab voraussichtlich ab Januar 2027 gilt neu der stündliche bzw. zukünftig der viertelstündliche Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung als RMP-PV, sofern es keine andere vertragliche Vereinbarung gibt. Für Anlagen < 150 kW bleibt eine Minimalvergütung bestehen. Die Minimalvergütung wird trotz der neuen Berechnung des RMP-PV weiterhin mit dem vierteljährlichen RMP-PV verglichen. Liegt dieser unter der Minimalvergütung, wird die Differenz von Minimalvergütung und RMP-PV ausgezahlt (vgl. Vernehmlassung zu den Änderungen im Bereich des Bundesamts für Energie mit Inkrafttreten ab Juli 2026).
- (2) Da mit einem vierteljährlichen RMP-PV und der Minimalvergütung die Dynamik und Granularität im Vergleich zum Marktpreis fehlen, besteht für PV-Anlagenbetreiber (Anlagen < 150 kW sowie Anlagen ≥ 150 kW noch bis Januar 2027) kaum ein Anreiz, ihre Einspeisung an die Marktsituation anzupassen. Wegen der steigenden Anzahl an Stunden mit negativen Preisen im Sommer dürfte aber auch der vierteljährlich gemittelte RMP-PV sinken. Deshalb könnte einer PV-Anlage, die bei negativen Preisen nicht einspeist, trotz der damit einhergehenden geringeren Produktion eine höhere Vergütung zu Day-Ahead Marktpreisen ausbezahlt werden als mit einem vierteljährlich volumengewichteten RMP-PV.
- (3) Der Lieferant Grundversorgung oder ein Lieferant im Markt darf den PV-Erzeugern auch alternative Vergütungsmodelle anbieten. Es besteht keine Pflicht den vierteljährlich volumengewichteten RMP-PV zu vergüten. Stattdessen kann er PV-Anlagen eine marktorientierte Vergütung anbieten und so den Anreiz schaffen, dass die Erzeuger bei negativen Preisen nicht mehr einspeisen. Unter dem geltenden Recht ab Januar 2026 dürfte eine alternative Vergütung jedoch nur für PV-Anlagen > 30 kW eine Option sein. Bei kleineren Anlagen dürfte es aufgrund der hohen Minimalvergütung kaum möglich sein, eine konkurrenzfähige Vergütung zu zahlen.
- (4) Die abgenommene Energie darf der Lieferant Grundversorgung in der Grundversorgung absetzen. Anrechenbar sind jedoch maximal die Gestehungskosten oder der schweizweit harmonisierten Preis nach Artikel 15 Absatz 1 EnG. Bei einer alternativen Vergütung, d.h. nach Marktpreisen ohne negative Preise, resultiert jedoch eine Vergütung, die über dem RMP-PV liegt. Diese Kosten wären demzufolge nicht in der Grundversorgung anrechenbar. So ist der Lieferant Grundversorgung gezwungen, die unter diesem Vergütungsmodell abgenommene Energie am Markt zu verkaufen. Dabei würde er zwar den vergüteten Marktpreis zurückerhalten, hätte aber Ausgleichsenergiekosten und Bewirtschaftungsaufwände, welche nicht gedeckt sind, respektive dem PV-Erzeuger im Rahmen des Vergütungsmodells anzurechnen wären.



3.1.2 Mechanismus

- (1) Ziel ist, dass der PV-Erzeuger seinen Strom (abzüglich Eigenverbrauch) bei negativen Day-Ahead-Preisen oder Nichtschliessen des Marktes bei Überschüssen nicht einspeist. Voraussetzung dafür ist, dass er eine Vergütung in der zeitlichen Granularität der Börse (aktuell auf Stundenbasis, künftig viertelstündlich) erhält. Im Fokus stehen PV-Anlagen > 30 kW, da kleinere Anlagen eine hohe Minimalvergütung erhalten.

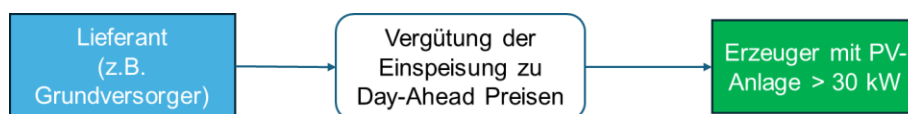


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Lösungsansatzes einer marktnahen Vergütung mit beteiligten Akteuren

- (2) Davon profitieren Erzeuger und Lieferanten. Speisen die PV-Erzeuger in Stunden mit negativen Preisen nicht ein, können sich die Lieferanten die teils sehr hohen Kosten sparen (Verkauf am Markt in Stunden mit negativen Preisen). Dem PV-Erzeuger kann eine höhere Vergütung bezahlt werden.
- (3) Der PV-Erzeuger muss seine Anlage so programmieren, dass sie bei negativen Day-Ahead-Preisen oder Nichtschliessen des Marktes bei Überschüssen (bereits am Vortag veröffentlicht) nicht ins Netz einspeist.
- (4) Der Lieferant muss in seinen Prognosen und Fahrplänen berücksichtigen, dass die PV-Erzeuger, mit denen er eine Vereinbarung getroffen hat, in Stunden mit negativen Preisen nicht einspeisen. Der Lieferant gibt basierend auf seiner Prognose seine Börsengebote mit Grenzpreis ab (z.B. Preis > 0: verkaufe X kWh Energie, Preis < 0: verkaufe keine Energie). Ein Lieferant ohne direkten Börsenzugang muss dies einem Dienstleister delegieren.
- (5) Die Herausforderung wird sein, prognostizieren zu können, welche Menge dadurch reduziert wird. Die Prognose (Einspeisung) kann auf Basis der Messdaten mittels eines Machine-Learning-Algorithmus gemacht und verbessert werden. Der Lieferant kann mit dem PV-Erzeuger vertraglich festlegen, dass dieser ihm die Daten seiner Produktion und des Eigenverbrauchs zur Verfügung stellt.
- (6) Ein analoger Mechanismus wäre auch im Intraday-Markt möglich. Ein solcher erhöht jedoch die Komplexität und steht wie erwähnt vorliegend nicht im Fokus.

3.1.3 Vergütungsbeispiel

- (1) Ein negativer Strompreis allein reicht vermutlich nicht als Anreiz, die Einspeisung von PV-Anlagen zu stoppen: Da oft auch eine Vergütung für Herkunftsnachweise (HKN) gezahlt wird, lohnt sich die Abregelung der Einspeisung für Erzeuger erst bei Marktpreisen deutlich unter Null, z.B. bei -10 CHF/MWh (bei einem HKN-Preis von 10 CHF/MWh, resp. 1 Rp./kWh⁵). Sinkt der Wert des HKN im Sommer weiter, wird dieser Wert reduziert.
- (2) Abbildung 3 zeigt am Beispiel einer 600 kWp PV-Anlage und der Marktpreise in der ersten Maiwoche 2025, wie sich das Vergütungsmodell auf den Ertrag des Lieferanten auswirkt. Wochentags schwanken

⁵ Zur einfacheren Lesbarkeit werden hier alle Preise in CHF/MWh oder in Rp./kWh angegeben, wobei von einem Umrechnungskurs CHF/EUR von 1:1 ausgegangen wird.



die Preise zwischen 60 und 150 CHF/MWh, am Wochenende fallen sie wegen geringer Nachfrage und hoher Stromerzeugung nachmittags stark ins Negative. Der marktpreisgewichtete Durchschnitt beträgt nur 7.7 CHF/MWh, zusammen mit dem HKN-Preis ergibt sich eine durchschnittliche Vergütung von 17.7 CHF/MWh und einen Wochenerlös von 232 CHF bei vollständiger Einspeisung (13.1 MWh). Bei stündlicher Vergütung und Abregelung während negativer Spotpreise sinkt die eingespeiste Energiemenge auf 9.1 MWh. Der Erlös erhöht sich jedoch deutlich auf 673 CHF, da negative Preise vermieden werden.

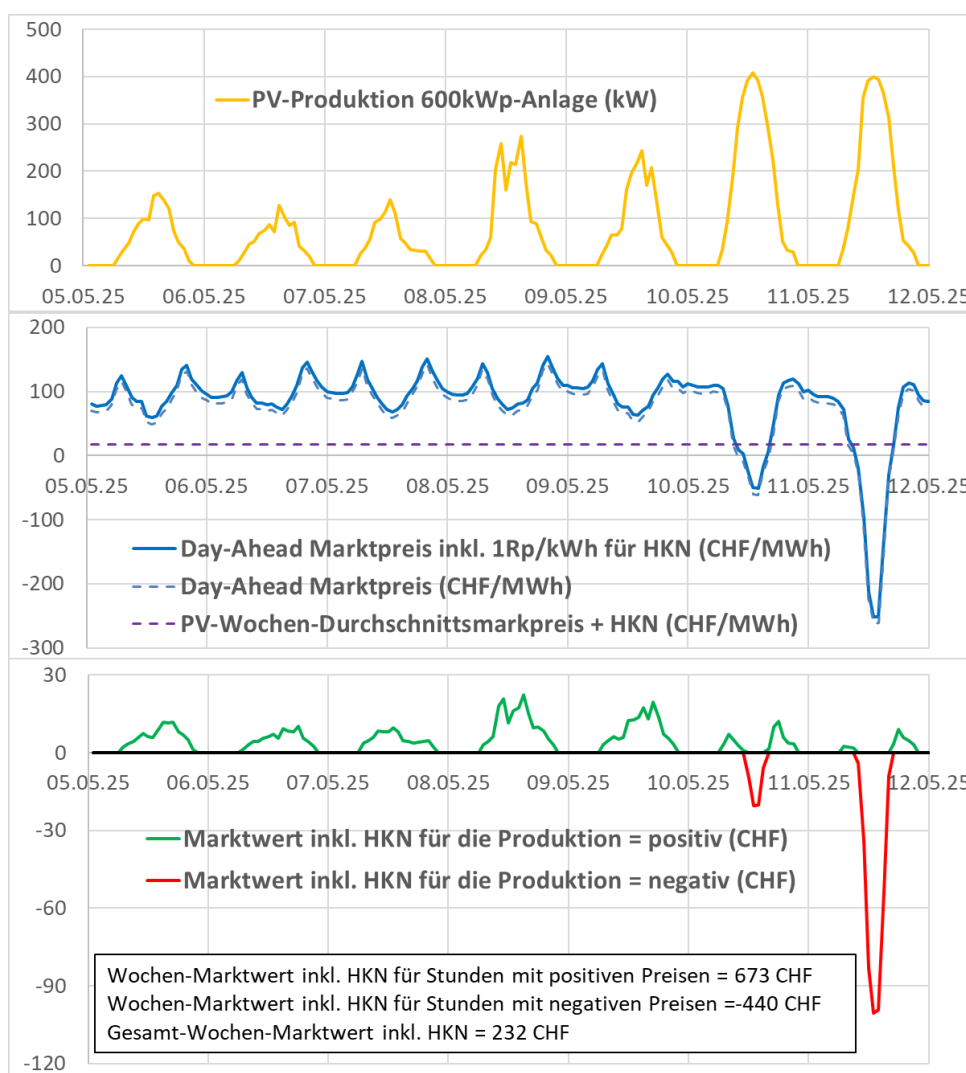


Abbildung 3: Illustration der Markterlöse der PV-Produktion am Beispiel der ersten Maiwoche im Jahr 2025

- (3) Auch über ein ganzes Jahr gesehen ist der Ertrag für den Lieferanten beim Vergütungsmodell zu stündlichen Marktpreisen interessanter: Im Jahr 2024 hätte eine typische PV-Anlage, die 1'000 MWh/MWp produziert und die gesamte Produktion einspeist, einen Markterlös von 46'216 CHF/MWp erwirtschaftet (ohne Berücksichtigung der HKN). Hätte diese Anlage in den 292 Stunden mit negativen Marktpreisen nicht produziert und nicht eingespeist, dann hätte sich die Einspeisung auf 866 MWh/MWp reduziert, der Jahresmarkterlös aber auf 49'251 CHF/ MWp erhöht. Dieser Unterschied ist im Jahr 2024 zwar noch nicht sehr ausgeprägt und würde grösstenteils noch durch relativ hohe HKN-Preise abgeschwächt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Anzahl an Stunden mit negativen



Marktpreisen in den kommenden Jahren steigen wird und dass sich der abschwächende Effekt der HKN-Vergütung wegen sinkenden HKN-Preisen reduzieren wird. Beide Effekte haben eine steigende Wirkung des finanziellen Anreizes.

- (4) Die Beispiele bestätigen, dass mit einer Vergütung auf Basis von stündlichen Marktpreisen eine win-win-Situation für die PV-Erzeuger, die Lieferanten und das Gesamtsystem ggü. einer Vergütung zum RMP-PV entsteht. Insbesondere bei PV-Erzeugern, welche Anlagen ab 150 kW haben, wird sich ein solches Modell rechnen. Aber auch bei PV-Erzeugern mit Anlagen zwischen 30 und 150 kW, dürfte das Vergütungsmodell insbesondere bei zunehmend negativen Preisen eine Option sein. So kann der Überschuss an Energie, den Lieferanten mit Verlust verkaufen müssten, reduziert werden und den Erzeuger kann eine höhere Vergütung ausbezahlt werden. Die Gesamtvergütung ist damit trotz geringerer Einspeisung mindestens gleichhoch oder höher. Im Beispiel oben sind neben den HKN auch das Bewirtschaftungsentgelt, die Kosten für die Ausgleichsenergie wie auch allfällige Kosten für die Minimalvergütung noch nicht berücksichtigt. Diese Kosten sind beim Vergütungsmodell noch einzurechnen.
- (5) Mit einer Vergütung basierend auf Day-Ahead-Marktpreisen wird eine bessere Vergütung als mit dem RMP-PV in Aussicht gestellt werden. Es ist deshalb davon auszugehen, dass ab 2026 vermehrt solche Vergütungsmodelle angeboten werden.

3.1.4 Technische Voraussetzungen

- (1) Der Lieferant benötigt die stündlichen oder viertelstündlichen Messdaten der Einspeisung, damit er auf Basis von Stunden- bzw. Viertelstundenwerten abrechnen kann. Solche Daten sollten mit dem Roll-Out der Smart Meter und in Zusammenhang mit der seit 1. Januar 2018 bestehenden gesetzlichen Pflicht, alle neuen Erzeugungsanlagen mit Smart-Metern auszustatten, in den meisten Fällen zur Verfügung stehen.
- (2) Damit die Einspeisung basierend auf Marktpreissignalen erfolgen kann, muss der PV-Erzeuger das Preissignal mit einer Vorlaufzeit erhalten. Die Preissignale können vom jeweiligen Lieferanten (über eine API) bereitgestellt werden. Der Vorteil dieser Lösung gegenüber einer offiziellen Stelle wäre, dass er zusätzlich weitere Vergütungsbestandteile übermitteln kann (insbesondere die HKN-Vergütung, welche je nach Lieferanten unterschiedlich sind). Damit stünde dem Erzeuger ein Signal mit allen relevanten Aspekten zur Verfügung, das als Grundlage für die automatisierte Steuerung der Einspeisung dient.
- (3) Die Steuerung kann über ein lokales, resp. Heim-Energie-Management-System (HEMS) erfolgen, welches bei den meisten PV-Erzeugern bereits vorhanden ist. Aktuell sind aber die meisten HEMS vor allem noch auf die lokalen Bedürfnisse und nicht auf die Kommunikationsfähigkeit ausgelegt. Um die Kommunikationsfähigkeit sicherzustellen, braucht es oft eine zusätzliche Hardware vor Ort. Gewisse Anbieter sind dabei, die Kommunikation via Cloud zu ermöglichen (was einen lokalen Internetzugang voraussetzt). Es bestehen jedoch noch keine Erfahrungen bezüglich der Stabilität, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Geschwindigkeit und Cyber Security⁶ dieser Lösung. Grundsätzlich ist der PV-Erzeuger dafür verantwortlich, dass er über ein HEMS verfügt.
- (4) Sofern die Kommunikation sichergestellt ist, kann das HEMS die automatisierte Anlagensteuerung übernehmen. Es empfängt das Preissignal, verarbeitet dieses anhand parametrierbarer Schwellenwerte (z. B. Mindestpreis, HKN-Zuschlag) und generiert daraus Steuerbefehle zur Leistungsreduktion,

⁶ Künftig sind auch spezifische Anforderungen an die Cyber Security von HEMS erforderlich. Dieses Thema wird vom VSE an anderer Stelle behandelt.



Abschaltung oder Einspeisvermeidung. Diese Befehle werden wiederum über standardisierte Kommunikationsprotokolle (wie beispielsweise Modbus TCP) an den Wechselrichter oder weitere steuerbare Geräte übermittelt. Weitere Möglichkeiten zu technischen Schnittstellen bei Steuergeräten sind in den Branchendokumenten NA-EEA und NRE zu finden.

- (5) Es ist am naheliegendsten, wenn die Steuerung der PV-Anlage automatisiert über den PV-Erzeuger resp. über sein HEMS läuft. Grundsätzlich könnte sie auch durch den Lieferanten oder einen Dienstleister (z.B. Aggregator, SDV) ferngesteuert erfolgen (vgl. Kap. 4.2).
- (6) Eine weitere Anforderung seitens Übertragungsnetzbetreiberin wird sein, dass die Anlagen Einspeiseänderungen linear über 10 Minuten abwickeln, beginnend 5 Minuten vor/nach dem Wechsel⁷⁸. Diese Abwicklung (Rampe fahren) sollte über ein HEMS technisch machbar sein. Die Einstellung/Programmierung der Rampen sollte gleichzeitig mit der Programmierung der Steuerung der Anlagen nach Marktpreisen vorgenommen werden. Dies vermeidet Retrofits und zusätzliche Kosten bei den Erzeugern.
- (7) Es ist zudem zu berücksichtigen, dass Schalt- und Steuervorgänge für die Energieregulierung (besonders in hoher Kadenz) Verschleiss verursachen. Die erhöhten Abschreibungskosten für Wechselrichter oder Schaltelementen sind bei den Vereinbarungen mit den PV-Erzeugern ebenfalls zu berücksichtigen.

3.1.5 Verantwortlichkeiten und Informationsflüsse im zeitlichen Ablauf

- (1) Der marktdienliche Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen setzt einen zwischen Lieferanten und/oder Dienstleister sowie PV-Erzeuger abgestimmten und automatisierten Ablauf voraus. Dazu müssen Informationen zeitgerecht und automatisiert zwischen den Akteuren ausgetauscht werden und es braucht eine technische Steuerbarkeit der Anlage. Die Tabelle 2 im Anhang (Kap. 4.3.1) zeigt die zeitlich geordnete Abfolge der relevanten Schritte.

3.1.6 Empfehlung

- (1) Mit den Änderungen des Stromgesetzes, dem Ausbau an PV-Anlagen und damit verbunden den steigenden Einspeisemengen und den zunehmend negativen Preisen, wird es für Lieferanten wirtschaftlich, ein Vergütungsmodell nach Marktpreisen anzubieten und die Energie auf dem Markt abzusetzen. Dies bringt für Lieferanten wie Erzeuger Vorteile: Der Lieferant muss weniger Energie zu negativen Preisen am Markt verlustreich verkaufen. Der Erzeuger kann einen besseren Ertrag erwirtschaften.
- (2) Durch die höhere Vergütung ist dieses Vergütungsmodells jedoch nicht in der Grundversorgung anrechenbar. Bei einer Abnahme mit HKN müsste die Vergütung unterhalb der entsprechenden Obergrenze liegen, was im Vorfeld kaum abschätzbar ist. Bei einer Abnahme ohne HKN (und ab Juli 2026 bei einer Abnahme mit HKN) würde das Vergütungsmodell nach Day-Ahead-Preisen den RMP-PV übersteigen (voraussichtlich ab Januar 2027 nur noch für Anlagen < 150 kW).
- (3) Somit muss mit der Vermeidung der Verkäufe zu negativen Preisen ein ausreichend hoher Betrag erwirtschaftet werden können, damit die Kosten für die Ausgleichsenergie und die Bewirtschaftung gedeckt werden können. Auch müssen bei Anlagen mit einer Leistung zwischen 30 kW und 150 kW die

⁷ Transmission Code (Kap. 2.6): <https://www.strom.ch/de/media/10562/download>

⁸ Anhang 1: Allgemeine Bilanzvorschriften (Kap. 7.2): <https://www.swissgrid.ch/content/dam/swissgrid/customers/topics/legal-system/balance-group/1/01-Appendix-1-General-BG-Regulations-V3-1-de.pdf>



Kosten für die Minimalvergütung gedeckt werden können. Alle Kosten müssen beim Vergütungsmodell miteingerechnet werden.

- (4) PV-Erzeuger mit Eigenverbrauch können die nicht eingespeiste Produktion selbst nutzen.

3.2 Use Case 2: Nutzung der Flexibilität von PV-Anlagen zur Optimierung der Ausgeglichenheit

3.2.1 Regulatorische Voraussetzungen

- (1) Die Regulatorische Grundlage zum Abschluss von Verträgen zur Nutzung von Flexibilität ist Art. 17c Abs. 1 StromVG. Er besagt, dass die Flexibilität dem Flexibilitätsinhaber gehört, also dem Endverbraucher, PV-Erzeuger oder Speicherbetreiber. Wer diese nutzen will, erschliesst sich die Flexibilität mittels eines Vertrags mit dem Flexibilitätsinhaber.

3.2.2 Mechanismus

- (1) Ziel ist, dass der Lieferant, ein Dienstleister oder der BGV (abhängig davon, wer die Positionsbewirtschaftung macht), die Flexibilität einer PV-Anlage nutzt, um den Ausgleichsenergiebedarf zu reduzieren. Dazu steuert er die Anlage gezielt. So können primär die Kosten für die Ausgleichsenergie, welche der Lieferant zahlen muss und den Endverbrauchern weiterverrechnet, reduziert resp. optimiert werden. Auch das Gesamtsystem profitiert, da durch die Verbesserung des Fahrplans oder eine Position der Bilanzgruppen im Sinne der Regelzone Schweiz, die Aktivierung der Regelenergie gemindert und die Systemstabilität besser gewährleistet werden kann.
- (2) Die Steuerung der Anlagen zur verbesserten Ausgeglichenheit findet in der kurzen Zeit zwischen Marktschluss (Handelsschluss des Intraday-Marktes) und Erfüllungszeitpunkt statt, d.h. ausserhalb der Marktplätze (vgl. Abbildung 1).
- (3) Use Case 2 ist ergänzend zum Ausgleich im Intraday-Markt und bietet die letzte Möglichkeit, Anpassungen vorzunehmen. Der Intraday-Markt ist ein wichtiger, etablierter und marktlichen Rahmen, um Flexibilität zu handeln und kurzfristige Änderungen auszugleichen. Er wird bisher aber nur wenig genutzt.
- (4) Damit der Lieferant, ein Dienstleister oder der BGV die Ausgeglichenheit verbessern kann, muss er in der Gesamtsystembilanz prognostizieren können.



Abbildung 4: Schematische Darstellung des Lösungsansatzes einer Fernsteuerung von PV-Anlagen mit beteiligten Akteuren

- (5) Die Verbesserung der Ausgeglichenheit kann sowohl bei grossen wie auch bei kleinen Anlagen vorgenommen werden. Jedoch muss bei kleinen Anlagen (< 150 kW) die Vergütung höher sein, da ihre Opportunitätskosten aufgrund der Minimalvergütung höher sind (vgl. auch Kap. 2.2.3). Zudem ist der Aufwand für die vertragliche Vereinbarung pro steuerbare Menge bei vielen kleinen Anlagen grösser als bei grösseren Anlagen. Eine Steuerung der Anlage zur verbesserten Ausgeglichenheit ist bei PV-



Erzeugern ohne Eigenverbrauch wie auch mit Eigenverbrauch möglich. Jedoch ist das Vergütungsmodell bei einem PV-Erzeugern ohne Eigenverbrauch einfacher.

- (6) Es kann entweder die Produktion oder die Einspeisung gesteuert werden. Naheliegend und wohl eher akzeptiert ist die Steuerung der Einspeisung. Zur Vermeidung von teurer Ausgleichsenergie könnte es situativ aber auch Sinn machen, nicht nur die Einspeisung auf Null zu reduzieren, sondern die Anlage selbst noch weiter abzuregeln, bis die Produktion Null ist. Dies kann im Rahmen des Vertragsabschlusses in Erwägung gezogen werden. In diesem Fall würde beim PV-Erzeuger nicht nur die Einspeisung reduziert, die typischerweise zum Zeitpunkt der Abregelung nicht viel Wert ist, sondern auch der Eigenverbrauch eingeschränkt, der wegen der vermiedenen Netznutzungskosten sowie Steuern und Abgaben meistens einen bedeutend höheren Wert hat. Dies müsste in der Vergütung berücksichtigt werden, welche entsprechend höher ausfallen muss.
- (7) Um die Anlage steuern zu können, muss der Lieferant, der Dienstleister oder der BGV das Recht zur Steuerung mit einer vertraglichen Vereinbarung mit dem PV-Erzeuger erwerben. In diesem Vertrag müssen die Eckwerte oder Grenzen innerhalb deren gesteuert werden darf (bspw. zeitliche Vorgaben oder bzgl. Energiemenge) und die entsprechende Vergütung festgelegt werden. Oft haben Systemdienstleistungsverantwortliche (SDV) bereits einen Zugang zu den Erzeugungsanlagen und zu den entsprechenden Märkten. Es kann sich daher anbieten, dass der SDV als Flexibilitätsdienstleister die Steuerung für Lieferant oder BGV übernimmt und sie nicht noch eine dritte Anbindung zur Steuerung der Erzeugungsanlage aufbauen müssen.

3.2.3 Vergütungsbeispiele

- (1) Es sind unterschiedliche Ansätze der Vergütung denkbar, die nachfolgend als Anregung erläutert werden. Die Herausforderung ist, dass bei vielen Vergütungsmodellen der Wert einer nicht produzierten Energiemenge berechnet und entgolten werden muss. In der Branchenempfehlung NRE finden sich geeignete Vorschläge zur Berechnung nicht eingespeister Mengen. Auf dieser Basis sind folgende Vergütungsmodelle denkbar:
 - **Flexibilitätspauschale / fixe Vergütung:** Eine Möglichkeit ist eine pauschale Vergütung für die Bereitstellung der Flexibilität, unabhängig zum zeitlich variierenden Wert der Flexibilität oder der Anzahl Abrufe. Die Pauschale zusammen mit der Spot-Entschädigung sollte mindestens die gleichen Erträge gewährleisten wie ohne Steuerung. Der PV-Erzeuger kann mit einer Pauschale mit fixen und planbaren Einnahmen rechnen und erlangt damit Investitionssicherheit. Auf der anderen Seite kann der Lieferant mit einem fixen Preis für die Flexibilitätsnutzung die Einsatzoptimierung der Anlage deutlich vereinfachen. Gleichzeitig fallen beim Lieferanten auch dann Kosten an, wenn er die Flexibilität nicht oft nutzt.
 - **Ereignisbasierte Vergütung bei Abruf der Flexibilität:** Der Lieferant bezahlt nur dann eine Vergütung, wenn er die Flexibilität effektiv abrufen. Die nicht produzierte Energiemenge während eines Flexibilitätsabrufs kann entweder basierend auf einem Prozentsatz des Day-Ahead- oder Intradaypreises vergütet werden oder einem ebenfalls vertraglich festgelegten Fixpreis pro kWh. Auch hier sind die Einnahmen für den PV-Erzeuger bis zu einem gewissen Grad berechenbar.
 - **Wertbasiertes Profit-Sharing / Shared Savings:** Der PV-Erzeuger erhält einen Anteil an den vermiedenen Ausgleichsenergiekosten des Lieferanten, womit sich die Vergütung am tatsächlichen Wert der Flexibilität im Abrufmoment orientiert. Die Einsparung durch den Lieferanten ergibt sich aus der Differenz zwischen einer Referenzkostenbasis (z.B. prognostizierte



Ausgleichsenergiekosten basierend auf Unausgeglichenheit ohne Flex-Einsatz) und den tatsächlichen Kosten für die Ausgleichsenergie mit eingesetzter Flexibilität. Es geht darum, ein «Ausgleichsenergievermeidungspreises» zu berechnen.

- **Dynamisches Shared Savings:** Eine Erweiterung des Shared-Savings-Modells wäre eine Dynamisierung des Prozentsatzes des Vergütungsanteils für den Erzeuger. Da die Unausgeglichenheit des Lieferanten sowie des Systems nicht zu jedem Zeitpunkt gleich hoch ist, variiert der Wert einer Flexibilität laufend: Je grösser die Abweichung vom Fahrplan, desto mehr Regelleistung muss durch Swissgrid bereitgestellt werden. Der dafür anfallende Ausgleichsenergiepreis wird berechnet basierend auf der abgerufenen Regelleistung und steigt aufgrund der Merit Order der Bids mit der Unausgeglichenheit im System. Der Prozentsatz der Vergütung könnte dann höher ausgestaltet sein, je nach Umfang, in welchem die Unausgeglichenheit in diesem Moment durch die Anlage reduziert werden konnte.

3.2.4 Technische Voraussetzungen

- (1) Für die technische Umsetzung ist eine Fernsteuerbarkeit der PV-Anlage zwingend erforderlich. Dazu kann der Lieferant, der Dienstleister oder BGV Informatikschnittstellen verwenden, die genau für diesen Zweck vorgesehen sind (z.B. PV-Parkregler mit Direktvermarktungsschnittstelle). Eine Auslegung solcher Schnittstellen ist in den Branchendokumenten NA-EEA und NRE beschrieben. Die definierten Schnittstellen leiten die Informationen dann an den Wechselrichter weiter.

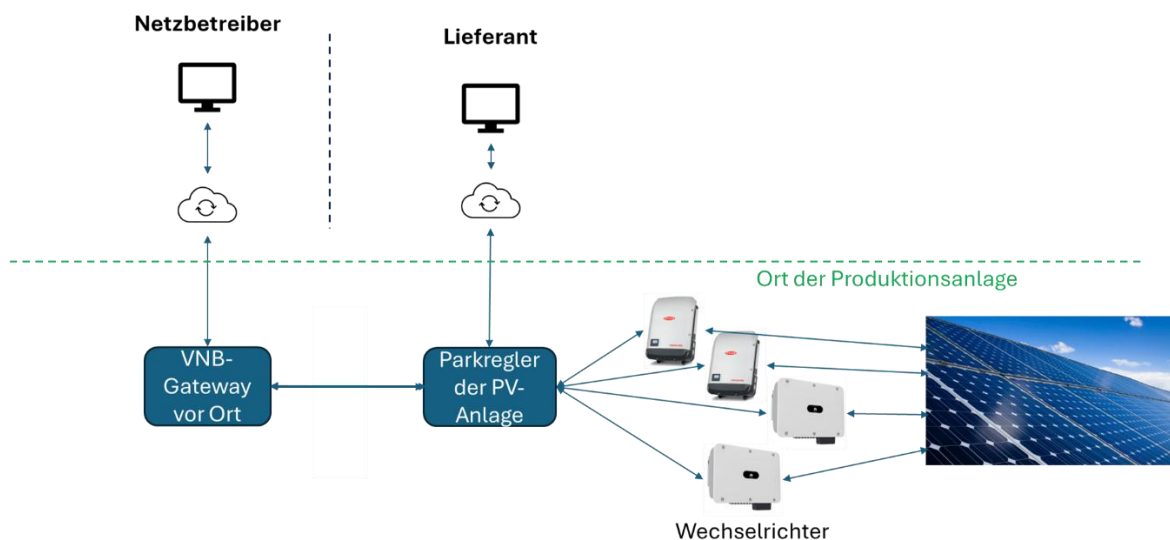


Abbildung 5: Schema der Steuerbefehle, die vom Netzbetreiber und vom Lieferanten über verschiedene Schnittstellen über einen zentralen Parkregler zu den Wechselrichtern einer PV-Anlage gelangen

- (2) Eine wiederkehrende Frage ist, ob der VNB in der Rolle des Lieferanten Grundversorgung auch das intelligente Steuer- und Regelsystem (iSRN) verwenden kann (VNB Gateway). Hierzu ist festzuhalten, dass eine solche Anwendung keinen netzdienlichen Einsatz darstellt und hohe Anforderungen an die Einhaltung der Entflechtungsvorgaben bestehen (u.a. dürfen keine wirtschaftlich sensiblen Informationen aus dem Netzbetrieb für andere Zwecke verwendet werden und zur Vermeidung einer unzulässigen Quersubventionierung muss der VNB die Benutzung des iSRN der Grundversorgung in Rechnung stellen). In der Praxis dürfte die Gewährleistung der Entflechtungsvorgaben mit erheblichen



Schwierigkeiten verbunden sein (bspw. auch im Hinblick auf Einsatzzeiten von Flexibilitäten). Dies gilt insbesondere, wenn der VNB neben der Grundversorgung auch Marktkunden beliefert. Weiter müssten solche Einsätze voraussichtlich in separaten Verträgen geregelt werden. Um sicherzustellen, dass die Entflechtungsvorgaben (in der praktischen Umsetzung) eingehalten werden, wird daher den VNB in der Rolle des Lieferanten Grundversorgung empfohlen, zur Steuerung von PV-Anlagen ihrer Kunden andere Systeme (z.B. PV-Parkregler) zu nutzen.

- (3) Je nach Vergütungsmodell kann zusätzliche Sensorik wie Pyranometer oder weitere Zähler erforderlich sein, um Referenzwerte für nicht produzierte Energiemengen zu ermitteln. Derzeit fehlt diese Ausstattung bei vielen PV-Anlagen. Der Aufwand ist standortabhängig. Bei neueren Anlagen mit zentralem Regler dürfte der Aufwand eher gering und bei älteren dezentralen Anlagen deutlich höher sein.
- (4) Aufgrund des kurzen Zeitfensters, welches für die Steuerung zur Verfügung steht, sollte die gewählte Infrastruktur in der Lage sein, Steuerbefehle in Echtzeit umzusetzen. Als Datengrundlage und zur optimalen Ansteuerung benötigt der Lieferant, Dienstleister oder der BGV die Produktionsdaten und Eigenverbrauchsdaten mit einer zeitlichen Auflösung von mindestens 15 Minuten, besser jedoch in Echtzeit. Den Zugang zu diesen Daten des HEMS des PV-Erzeugers muss vertraglich mit dem PV-Erzeuger vereinbart werden.
- (5) In den meisten Fällen wird der Lieferant oder der Dienstleister die Anlage steuern (vgl. Kap. 4.2). Grundsätzlich gäbe es auch die Möglichkeit, dass dies der PV-Erzeuger selbst macht. Dies wäre in der Umsetzung jedoch komplizierter und aufwändiger.
- (6) Wie bereits in Kap. 3.1.4 erwähnt, gilt es zu berücksichtigen, dass Schalt- und Steuervorgänge für die Energieregulierung (besonders in hoher Kadenz) Verschleiss verursachen.

3.2.5 Verantwortlichkeiten und Informationsflüsse im zeitlichen Ablauf

- (1) Im Unterschied zu Use Case 1, bei dem der PV-Erzeuger kontinuierlich und autonom auf Preissignale reagiert, erfolgt der Eingriff im Use Case 2 situativ und gezielt durch den Lieferanten oder den Dienstleister. Die Tabelle 3 im Anhang (Kap. 4.3.2) zeigt den zeitlichen Ablauf der erforderlichen Koordinations- und Steuerprozesse.

3.2.6 Empfehlung

- (1) Für Lieferanten kann es interessant sein, den PV-Erzeugern einen Vertrag zur Nutzung ihrer Flexibilität zu Zwecken der Fahrplanausgeglichenheit anzubieten. Er kann damit die Kosten für die Ausgleichsenergie deutlich reduzieren und künftig auch zusätzlich Geld verdienen mit einem systemdienlichen Fahrplan.
- (2) Diesen letzten Ausgleich kann er in der kurzen Zeitspanne zwischen Marktschluss (Handelsschluss des Intraday-Marktes) und Erfüllungszeitpunkt vornehmen, nachdem er davor im Day-Ahead und Intraday-Markt kurzfristige Anpassungen vorgenommen hat.
- (3) Die Einsparungen bei der Ausgleichsenergie müssen die damit verbundenen Aufwendungen und Kosten, welche bei der Steuerung der Anlagen anfallen, mindestens aufwiegen. Auch für den PV-Erzeuger muss sich die Steuerung lohnen, sie müssen die entgangenen Erlöse durch die Minderproduktion entgolten bekommen. Die Vergütung muss auch wirtschaftlich attraktiver sein als bei einer reinen



Marktoptimierung der Anlage, sonst vermarktet der PV-Erzeuger seine Flexibilität bevorzugt für die Marktoptimierung.

3.3 Ausgestaltungsvarianten der Use Cases und Detailbetrachtungen

3.3.1 Marktdienlicher Einsatz bei kleinen PV-Anlagen mit Minimalvergütung

- (1) Die Umsetzung einer Vergütung für PV-Anlagen zu Day-Ahead-Marktpreisen und zur Steuerung von PV-Anlagen für die bessere Ausgeglichenheit ist für grössere PV-Anlagen > 150 kW einfacher und günstiger. PV-Anlagen mit einer Leistung < 150 kW steht ab Januar 2026 eine Minimalvergütung zu, wobei diese für Anlagen zwischen 30 und 150 kW deutlich geringer ist als für Anlagen < 30 kW. Use Case 1 und 2 sind für Anlagen mit einer Leistung zwischen 30 und 150 kW ebenfalls eine Option. Für Anlagen < 30 kW dürften sie jedoch vorerst kaum interessant sein.

3.3.2 Marktdienlicher Einsatz und Steuerung der Einspeisung zur Ausgeglichenheit bei Anlagen mit Eigenverbrauch

- (1) Der marktdienliche Einsatz sowie auch die Steuerung der Einspeisung zur Ausgeglichenheit ist für Anlagen mit Eigenverbrauch genau gleich anwendbar wie bei Anlagen ohne Eigenverbrauch. Jedoch ist die Prognose der Einspeisung schwieriger bei Anlagen mit Eigenverbrauch. Daher sollte der Zugang zu den Daten vertraglich geregelt werden.
- (2) Damit eine PV-Anlage die Einspeisung (und nicht die Produktion) auf Null reduzieren kann, muss das Regelsystem über eine Messung am Hausanschlusspunkt verfügen. Das Regelsystem kann Teil eines HEMS sein, sich in einem Parkregler befinden oder direkt im Wechselrichter integriert sein.

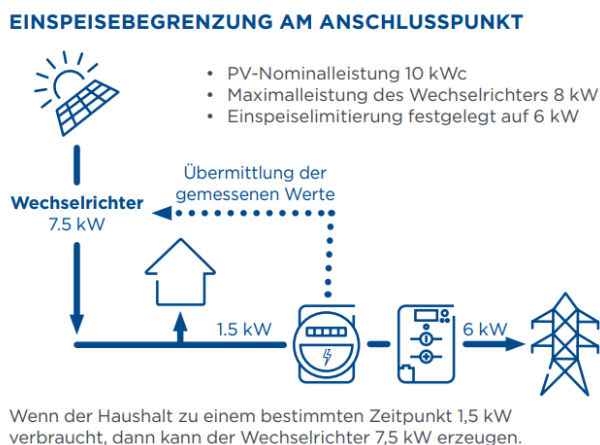


Abbildung 6: Schema eines Regelsystems, das die Einspeisung (und nicht die Produktion) reguliert. (Quelle: Groupe E)

3.3.3 Nutzung von PV-Anlagen zur Ausgeglichenheit mittels Preisanreizen

- (3) Neben einer Fernsteuerung der PV-Anlagen durch den Lieferanten, Dienstleister oder durch den BGV zur Minimierung der Ausgleichsenergie ist auch eine preisbasierte Beanreizung denkbar. Hierzu liefert der BGV ein indikatives Preissignal der Ausgleichsenergiekosten, um eine Abregelung der PV-Anlagen (oder eine zusätzliche Einspeisung bereits abgeregelter Anlagen) hervorzurufen und die Ausgeglichenheit des Lieferanten oder der BG zu optimieren.



- (4) Um keine Überreaktion innerhalb der Bilanzgruppe (BG) durch gleichzeitiges Anpassen der PV-Anlagen hervorzurufen, kann innerhalb der (Sub-)BG eine rundenbasierte Auktion zur Fahrplananpassung (Ascending Clock Auction)⁹ erfolgen. Hier sendet die (Sub-)BG an die Erzeuger Preisvorschläge, woraufhin die Erzeuger ihre Bereitschaft zur Fahrplananpassung zurückmelden. Die PV-Anlagen werden für ihre Fahrplananpassung entsprechend vergütet. Dies setzt eine entsprechende technische Infrastruktur voraus, damit die Auktion in kurzer Zeit automatisiert erfolgen kann.
- (5) Die tatsächliche Bepreisung der Anpassung innerhalb der BG basiert auf prognostizierten Ausgleichsenergiekosten bzw. -preisen des BGV. Die Anwendung der Ascending Clock Auction bietet den Vorteil, dass die BG nur ihren mengenmässigen Anpassungsbedarf bestimmen muss und die Preisfindung Teil der Auktion ist, wobei die (Day-Ahead-) Marktpreise und erwarteten Ausgleichsenergiepreise die Preisgrenzen determinieren.
- (6) Mit der Umstellung auf das Einpreismodell seit Januar 2026 kann zur Optimierung der BG zusätzlich noch der Gesamtsystemzustand berücksichtigt werden, um allenfalls eine Position einzunehmen, welche dem System dient.
- (7) Die technische Abwicklung des Systems kann sich am Systemdienstleistungs-Produkt «PV4Balancing»¹⁰ der Swissgrid orientieren. Vorteilhaft ist hierbei eine effiziente Bepreisung der Flexibilität.
- (8) Für die Steuerung von PV-Anlagen zur Ausgeglichenheit sind Anlagen, die bereits ein Vergütungsmodell mit Marktpreisen haben, bedeutend interessanter, resp. günstiger, weil gerade in Stunden mit viel PV-Produktion die Marktpreise tief sind und die Steuerung bei den PV-Erzeugern deshalb geringere finanzielle Nachteile verursacht.

3.3.4 Kombiniertes Einsatz der Flexibilität von PV-Anlagen zur Marktoptimierung und zur Ausgeglichenheit

- (1) Eine kombinierte Nutzung von PV-Anlagen zur Marktoptimierung und zur Ausgeglichenheit (Use Case 1 und 2) ist grundsätzlich möglich.
- (2) Analog zum Vorgehen im Regelenergiemarkt bekommt der Erzeuger strommarktseitig den geplanten Fahrplan gemäss Use Case 1 vergütet. Dies unabhängig des Abrufs in Use Case 2. Der Abruf in Use Case 2 ergibt sich als Differenz zwischen Planungswert gemäss Use Case 1 und tatsächlichem Fahrplan.
- (3) Konkrete Umsetzungsvarianten einer solchen kombinierten Nutzung sind: 1) dass die Einspeisung aufgrund negativer Strompreise im Markt abgeregelt würde, aber für die Optimierung der Ausgleichsenergie wieder hochgeregelt wird oder bei positiven Strompreisen einspeisen aber für die Optimierung der Ausgleichsenergie abgeregelt wird. 2) die PV-Anlage könnte (analog) zur Optimierung der Ausgleichsenergie weiter abgeregelt werden (auch der Teil, der für den Eigenverbrauch vorgesehen war). 3) Bei entsprechenden Anreizen ist denkbar, dass PV-Anlagen im Strommarkt teilweise abgeregelt werden, um zusätzliche Flexibilität für die Optimierung der Ausgleichsenergie bereitzustellen: Wenn ein Lieferant z.B. 100 MW PV-Leistung steuern kann und davon aufgrund der Preissituation am Day-Ahead-

⁹ Bei einer «ascending clock auction» wird basierend auf einem Startpreis in Abhängigkeit der angebotenen Fahrplananpassung iterativ der Preis angepasst (erhöht), bis die gewünschte Leistungsanpassung erreicht wird. Hierdurch wird eine «Überreaktion» der PV-Anlagen vermieden.

¹⁰ <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2025/die-sonne-als-ressource-fuer-einen-stabilen-netzbetrieb.html>



Markt die Anlage z.B. 50 MW noch produziert, hätte der Lieferant eine zweiseitige Steuermöglichkeit von +/- 50 MW für die Ausgeglichenheit bzw. Fahrplanoptimierung.

3.3.5 Kombierter Einsatz der Flexibilität der PV-Anlagen zur Marktoptimierung, zur Ausgeglichenheit und für SDL

- (1) Die PV-Anlagen können über die Marktoptimierung und Ausgeglichenheit hinaus zusätzlich auch für Systemdienstleistungen (SDL) eingesetzt werden. In diesem Fall sollte geprüft werden, ob zur Komplexitätsreduktion die komplette Anlagensteuerung wie auch die Marktoptimierung gebündelt vom Dienstleister (SDV) übernommen werden soll.
- (2) Der Dienstleister muss andernfalls die Preisschwellen der marktbasierter Abregelung (Use Case 1) pro PV-Anlage wissen. Dies um das Bidding für Systemdienstleistungen vorzubereiten und anlagescharf zu bestimmen, wie viel die jeweilige PV-Anlage produzieren soll.



4. Anhang

4.1 Akteure und ihre Rollen

- (1) Im Strommarkt übernehmen die Akteure unterschiedliche Aufgaben und Rollen (vgl. MMEE, BC), wobei ein Unternehmen oft mehrere Rollen innehat. Laut MMEE gibt es folgende Aufgabenbereiche.
 - Aufgaben im Bilanzgruppenmodell
 - Aufgaben im Netznutzungsmodell
 - Aufgaben im Zusammenhang Netzanschluss und Netzbetrieb
 - Aufgaben im Zusammenhang mit der Messdatenbereitstellung
- (2) In diesem Dokument stehen die Aufgaben im Bilanzgruppenmodell, resp. Aufgaben im Rahmen des Bilanzmanagements, im Vordergrund. Es gibt folgende Rollen und Aufgaben:
- (3) **Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV):** Die BGV sind gegenüber der nationalen Netzgesellschaft für die bestmögliche Ausgeglichenheit von Bezug und Abgabe ihrer Bilanzgruppe zum Zeitpunkt der Lieferung und die ordnungsgemässe Fahrplanabwicklung verantwortlich. Selten ist ein Akteur jedoch nur BGV. In vielen Fällen ist er auch Händler, SDV, meist auch Lieferant.
- (4) **Systemdienstleistungsverantwortlicher (SDV):** Im Rahmen des Bilanzmanagements erbringen die SDV Systemdienstleistungen für die nationale Netzgesellschaft.
- (5) **Lieferant:** Lieferanten beschaffen Energie zur Versorgung ihrer Endverbraucher. Es gibt den Lieferanten Grundversorgung und den Lieferanten Markt. Der Lieferant Grundversorgung ist zudem zur Abnahme der Energie nach Art. 15 EnG verpflichtet, sofern ein Anlagenbesitzer den Strom nicht einem anderen Lieferanten verkauft. Die Beschaffung für die Endverbraucher und die Abnahme der Energie basieren auf Verbrauchs- und Produktionsprognosen. Die Messpunkte jedes Endverbrauchers sind dem jeweiligen Lieferanten und genau einer Bilanzgruppe zugeordnet. Lieferanten, die einen Grossteil der Endverbraucher in einem bestimmten geographischen Bereich versorgen, betreiben meist eine eigene Bilanzgruppe und treten ggf. auch als PV-Erzeuger auf. Kleinere Lieferanten, die keine eigene Bilanzgruppe betreiben wollen, schliessen typischerweise einen Dienstleistungsvertrag mit einem BGV ab.
- (6) **Erzeuger:** Ein Erzeuger ist Eigentümer einer oder mehrerer Anlagen oder eines oder mehrerer Kraftwerke oder Kraftwerksanteile. Der Erzeuger kann den Betrieb eines Kraftwerks einem Kraftwerksbetreiber übertragen. Erzeuger müssen jede ihrer Einspeisestellen (= Erzeugungseinheiten) genau einem Lieferanten, welcher einer Bilanzgruppe zugeordnet ist, zuordnen (Art. 23 Abs. 1 StromVV). Grössere (professionelle) Erzeuger sind häufig auch BGV und Händler, um die erzeugte Energie optimal vermarkten zu können.
- (7) **Speicherbetreiber:** Ein Speicherbetreiber betreibt einen Speicher mit oder ohne Endverbrauch.
- (8) **Verteilnetzbetreiber:** Der VNB betreibt das Verteilnetz und kann EEA netzdienlich steuern. Der VNB stellt den BGV, der nationalen Netzgesellschaft, den Lieferanten und Erzeugern die erforderlichen Daten zur Verfügung. Darüber hinaus verwaltet er die Zuordnung der Messpunkte zu den Bilanzgruppen, SDV, Lieferanten und Erzeugern.



4.2 Möglichkeiten der Steuerung von PV-Anlagen

Tabelle 1: Möglichkeiten der Steuerung von PV-Anlagen bei den Use Cases

Use Case	Standardumsetzung	Variante
1: Optimierung im (Day-Ahead-) Markt	Steuerung durch PV-Erzeuger basierend auf Marktpreisen	Steuerung durch Lieferanten vgl. Direktvermarktung
2: Optimierung Ausgeglichenheit	Steuerung durch Lieferanten / Dienstleister	Steuerung durch PV-Erzeuger basierend auf BG-internen Ausgleichsenergiepreisen

4.3 Ablauf der Use Cases

4.3.1 Use Case 1

Tabelle 2: Verantwortlichkeiten und Informationsflüsse im zeitlichen Ablauf Use Case 1

Wer	Was	Mit wem	Wann
Lieferant	Abschluss Einspeise-/Vergütungsvertrag mit alternativen Vergütungsmodells inkl. Preislevels bei denen Einspeisung gestoppt wird. (z. B. Day-Ahead-Preise plus HKN) inkl. Bewirtschaftungsentgelt	PV-Erzeuger	Vor Start des alternativen Vergütungsmodells - einmalig
Lieferant	Datenbereitstellung: Preissignale (z.B. Day-Ahead-Preise plus HKN)	Schnittstelle zu eigenen Daten oder ENTSO-E Transparency-Plattform	einmalig
PV-Erzeuger	Sicherstellung automatisierte Verarbeitung Preissignale sowie Steuerung der Einspeisung	–	einmalig
PV-Erzeuger	Automatisierte Verarbeitung Preissignal & ggf. automatisierte Abregelung der Einspeisung während der Stunden in denen die Preise bei oder unter den vordefinierten Preislevels liegen	–	Täglich am Vortag
PV-Erzeuger	Lieferung von Messdaten zur Prognoseverbesserung der potenziellen Mengenreduktion	Lieferant (allenfalls BG)	Täglich, wenn möglich online
Lieferant (allenfalls BG)	Nutzung Messdaten zur Prognoseverbesserung der potenziellen Mengenreduktion	PV-Erzeuger (als Datenlieferant)	Täglich
Lieferant	Abrechnung der Produktion (z.B. Day Ahead und HKN), sowie Bewirtschaftungsentgelt	PV-Erzeuger	Monatlich / gemäss Vertrag



4.3.2 Use Case 2

Tabelle 3: Verantwortlichkeiten und Informationsflüsse im zeitlichen Ablauf Use Case 2

Wer	Was	Mit wem	Wann
Lieferant / BG	Abschluss Steuer-/Flexibilitätsvertrag mit definierten Bedingungen	PV-Erzeuger	Vor Einsatzbeginn / Vertragsabschluss - einmalig
Lieferant / BG	Installation / Aktivierung Fernsteuerung (z. B. über Parkregler, iSRN oder Schnittstelle)	PV-Erzeuger	Vor Betriebsaufnahme der Steuerung - einmalig
PV-Erzeuger	Lieferung von Messdaten zur Prognoseverbesserung	Lieferant (allenfalls BG)	Täglich, wenn möglich online
Lieferant / BG	Erstellung und Versand des Fahrplans	BG / Swissgrid	Täglich / Kann auch laufend optimiert werden
Lieferant / BG	Laufende Prognose Produktion und Eigenverbrauch & Monitoring Abweichungen von Fahrplan	-	laufend
Lieferant / BG	Aussendung Steuerbefehl zur Regelung (zur Fahrplan-korrektur)	PV-Erzeuger	Situativ / bei Abweichungen
Lieferant / BG	Vergütung der bereitgestellten Flexibilität	PV-Erzeuger	Monatlich / gemäss Vertrag

4.4 PV-Anlagen in der Schweiz (Stand 2024)

- (1) In der Schweiz wird die Einspeisung von PV-Strom in 4 verschiedenen Modellen vergütet (siehe Abbildung 6):
- Abnahmevergütung (Vergütungspflicht des VNB): Für ca. 90% der installierten PV-Leistung wird der eingespeiste Strom ins Netz vom VNB vergütet. Anrecht auf eine Abnahmevergütung haben Anlagen ≤ 3 MW Leistung bzw. $\leq 5'000$ MWh Jahresproduktion (Art 15 Abs. 2 EnG).
 - Einspeisevergütungssystem (EVS) mit einer Vergütung durch Pronovo: Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) wurde 2009 eingeführt und im Jahr 2018 in das EVS überführt. Alle Anlagen ab 500 kW und Anlagen ab 100 kW, die ab 2018 ins neue Fördersystem aufgenommen wurden, müssen den Strom selber vermarkten (Direktvermarktung) und erhalten zusätzlich von Pronovo eine Einspeiseprämie (Differenz zwischen KEV-Vergütungssatz und Quartals-Referenzmarktpreis). Insgesamt sind heute 663 MW PV-Anlagen im EVS, was einem Anteil von 9.3 % der installierten PV-Leistung entspricht.
 - Gleitende Markprämie (GMP): Wurde 2025 in der Schweiz als neues Förderinstrument eingeführt. Sie wird für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch ab einer Leistung von 150 kW vergeben und erfolgt



über ein Auktionsverfahren. Die erste Auktionsrunde wurde am 1. Mai 2025 erfolgreich abgeschlossen, mit einem Zuschlag für 5 Gebote mit einer Gesamtleistung von 2,2 MW. Mengenmässig sind solche Anlagen derzeit noch vernachlässigbar. Anlagen, die die gleitende Marktprämie erhalten, müssen ihren Strom direkt vermarkten.

- Anlagen >3 MW oder >5'000 MWh, bei denen VNB keine Vergütungspflicht haben und die nicht im Einspeisevergütungssystem oder der gleitenden Marktprämie sind, sind (leistungsmässig) vernachlässigbar.

Tabelle 4: Anzahl und Leistung aller PV-Anlagen insgesamt in der Schweiz sowie die vergüteten Anlagen im EVS^{11,12}

Stand Ende 2024	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Davon EVS (MW)	Davon EVS (%)
<30kW	250'997	2'977	78.3	2.6
30kW-150kW	27'912	1'672	175.4	10.5
>=150kW	6'758	2'490	408.9	16.4
Total	285'667	7'139	663	9.3

¹¹ <https://opendata.swiss/de/dataset/elektrizitatsproduktionsanlagen>

¹² <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>

