

Whitepaper

PV-Strom – Negativpreise – Vergütung

Verein Smart Grid Schweiz VSGS, August 2025

Dr. Maurus Bachmann, Dr. Andreas Beer

#Energiesstrategie 2050 #PV-Strom #Negativpreise #Einspeisevergütung

- **Die Photovoltaik ist ein wichtiger Pfeiler der Energiesstrategie 2050. Unbeeinflusst produzieren PV-Anlagen im Sommer zuviel und im Winter zuwenig.**
- **Abnahme- und Vergütungsgarantien generieren bereits heute negative Preise – offensichtlich ist der regulatorische Rahmen unpassend.**
- **Ohne geeignete Massnahmen birgt der geplante PV-Zubau die Gefahr eines Systemversagens. Dies wurde erkannt, aber die aktuell diskutierten Fördermodelle wirken nicht wie erhofft.**
- **Der VSGS schlägt zwei neue Fördermodelle vor, welche a) die Systemsicherheit nicht gefährden und b) die Rentabilität für den PV-Produzenten unterstützen: Förderung von Winterstrom und Förderung der Produktionskapazität.**
- **Batteriespeicher werden immer günstiger. Sie werden zunehmend ein Teil der Lösung sein und ersetzen den Bedarf nach Förderung.**

Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage	2
2. Einspeisevergütung in Diskussion	5
3. Zwei bessere Fördermodelle	8
4. Zusammenfassung und Fazit	9
Zu den Autoren	11
Verein Smart Grid Schweiz	12

1. Ausgangslage

In vielen Punkten zur Stromversorgung herrscht ein breiter Konsens. Es wird erwartet, dass jederzeit und überall soviel Strom zur Verfügung steht, wie gerade gewünscht ist. Der Gesamtverbrauch an Strom wird in den nächsten Jahren zunehmen. Die Elektromobilität, der Einsatz von Wärmepumpen, aber auch das Bevölkerungswachstum sind die wichtigsten Gründe dafür. Dieser Verbrauch soll in erster Linie mit klimaneutral produziertem Strom gedeckt werden. Gemäss dem Stromgesetz¹ ist das Ziel für Elektrizität aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft für das Jahr 2050 auf 45 TWh festgelegt. Die wichtigste Technologie dafür ist die Photovoltaik (PV). Sie soll zur Erreichung der Ziele gefördert werden.

Die Produktion von PV-Strom in diesem Umfang schafft ohne geeignete Massnahmen zwei Hauptprobleme:

- Zuviel Sommerstrom mit zu hoher Einspeiseleistung
- Zuwenig Winterstrom zur Deckung des vorhandenen Verbrauchs.

Abb. 1 illustriert die Situation im Jahresverlauf². Die Problematik ist offensichtlich: es besteht eine grosse Diskrepanz zwischen Produktion und Verbrauch im zeitlichen Verlauf.

¹ [Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien](#)

² [VSGS 2023 Whitepaper «Energierstrategie 2050 strukturiert»](#), aktualisiert im September 2024

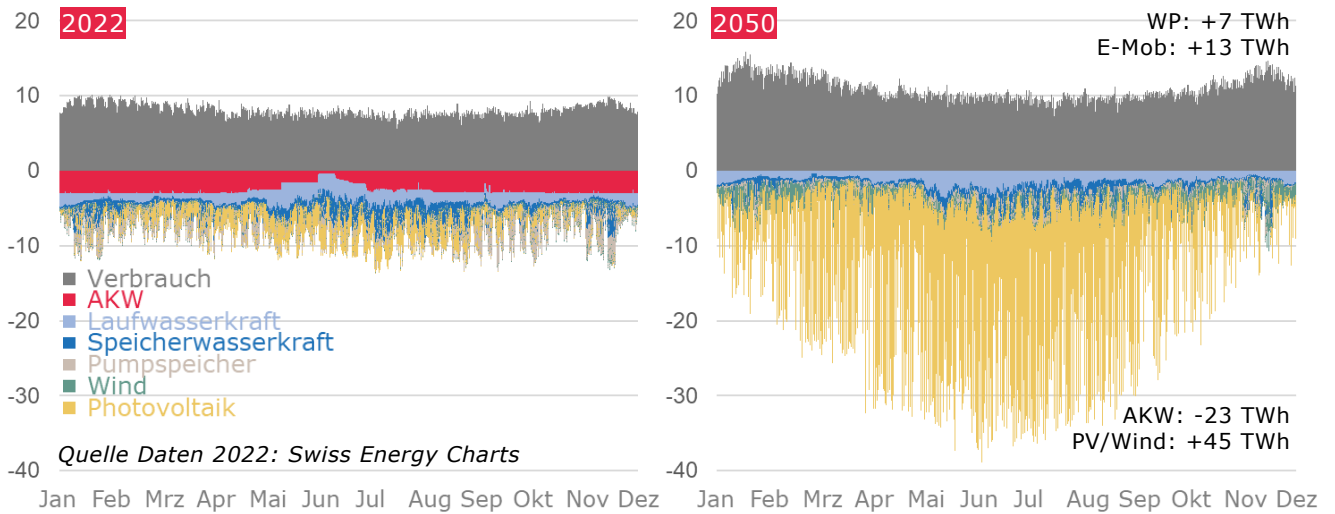


Abb. 1: Stündlich gemessener schweizweiter Verbrauch (positiv) und Produktion (negativ) in GW für 2022 («heute») sowie hochgerechnet für 2050. Die heutigen Verbrauchs- und Produktionsspitzen von ca. 10 GW würden ohne geeignete Massnahmen ansteigen auf ca. 15 GW Verbrauch im Winter und auf mehr als 30 GW Produktion im Sommer.

Abb. 2 illustriert die stündliche Über- oder Unterdeckung, also die Differenzwerte (dunkelblau) zwischen Verbrauch und Produktion, für den Fall, dass keine Massnahmen zum Abgleich getroffen werden.

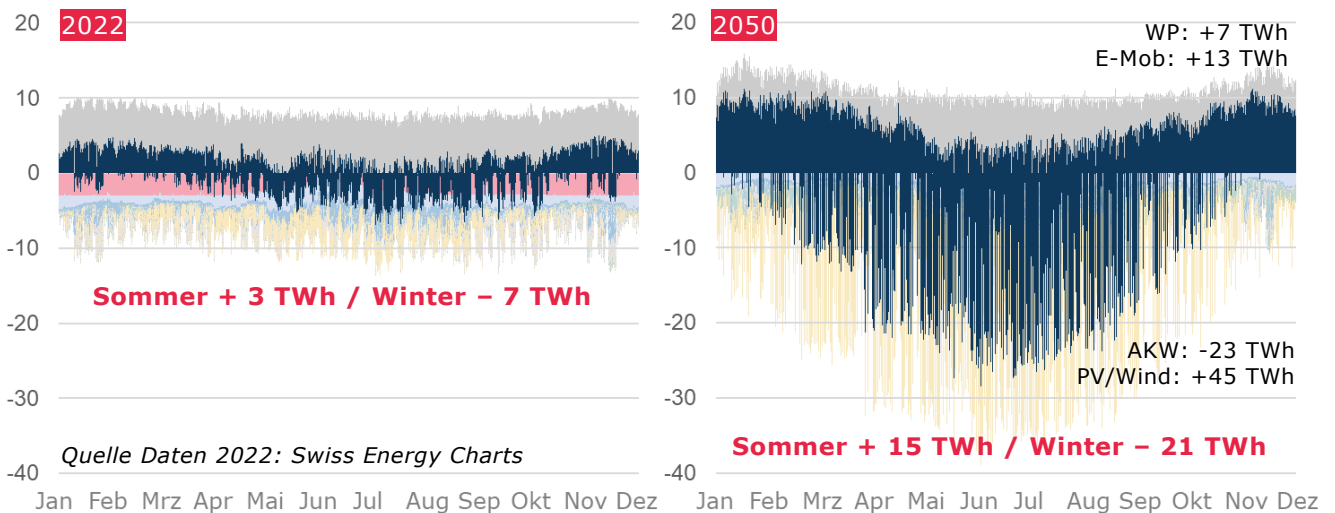


Abb. 2: Basierend auf Abb. 1 werden hier in dunkelblau die stündlichen Verbrauchs- resp. Produktionsüberschüsse dargestellt. Der mögliche Abgleich durch Tagesspeicher kann dies etwas entschärfen, aber die grosse saisonale Differenz bleibt bestehen.

Der Markt bildet Angebot und Nachfrage in einem Preis ab. Hohe Preise weisen dabei auf ein im Vergleich zur Nachfrage (zu) kleines Angebot und tiefe Preise auf ein (zu) grosses hin. Bei negativen Preisen ist die Mehrheit der Akteure bereit, für das Loswerden des Produktes einen Preis zu bezahlen. Es besteht ein grosses Missverhältnis zwischen Angebot und Nachfrage. Das Produkt sollte besser gar nicht produziert werden. Unpassende Fördermodelle sowie

Abnahmepreise, welche den Marktpreis nicht widerspiegeln, führen zu einer Produktion zum Zeitpunkt mit tiefer Nachfrage.

Auf dem Strommarkt sehen wir schon heute zu bestimmten Zeiten negative Preise. Ein Regulierungsversagen? Das Produkt Strom wird produziert, obwohl es niemand will, zumindest den Überschussstrom. Hier ist der Markt «gestört». Warum? Weil er durch Förderungsinstrumente wie Einspeise- und Abnahmegarantien übersteuert wird, und dies schon heute ohne vollständig ausgebaute PV-Produktion: Mit 6 TWh sind wir heute bei 13% vom Zielwert von 45 TWh. Umso wichtiger ist es, dass die Förderinstrumente die richtige Anreizwirkung haben. Wenn Sommerstrom gleichermaßen gefördert wird wie Winterstrom, so bildet dies einen Anreiz, den mengenmässig grösseren Anteil, eben den Sommerstrom zu optimieren, was wie oben ausgeführt kontraproduktiv ist.

Abb. 3 illustriert dies eindrücklich. Am 11. Mai 2025 wurden in der Schweiz trotz negativen Preisen von bis zu -270 € pro MWh bis zu 5 GW PV-Strom produziert.

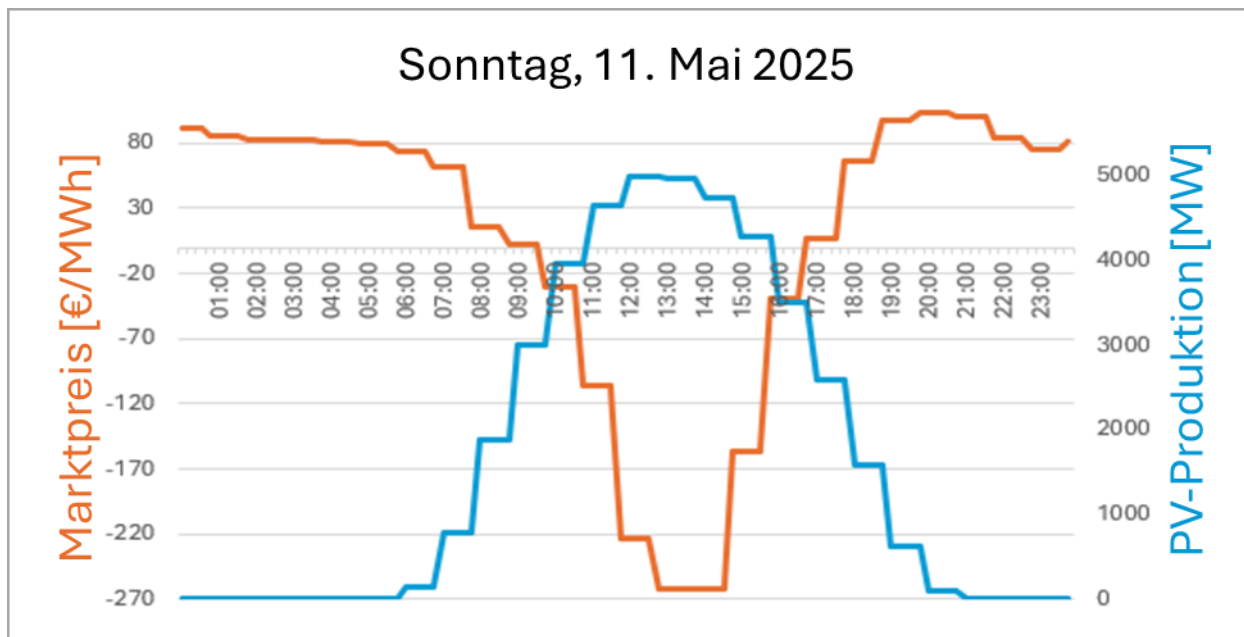


Abb. 3: Illustration des «gestörten» Marktes. Trotz negativen Strommarktpreisen wird in der Schweiz die maximal mögliche Menge an PV-Strom produziert. Die zunehmende PV-Einspeisung reduziert die Marktpreise weiter, ohne dass Reaktionen sichtbar würden.

Im Folgenden untersuchen wir die Anreizwirkung für verschiedene aktuell diskutierte Vergütungsarten und schlagen Optimierungen vor.

2. Einspeisevergütung in Diskussion

Der Gesetzgeber geht davon, dass der PV-Ausbau subventioniert werden muss, um die gesetzlichen Ziele zu erreichen. Diverse Fördermodelle garantieren in unterschiedlichen Formen eine Minimalvergütung für den eingespeisten Strom. Der Produzent erhält mehr Rp./kWh als der Marktpreis. Dies soll ein Anreiz für Investitionen in PV-Anlagen generieren. Mit dieser Veränderung der Marktsituation wird neben a) dem Einspeiseverhalten von Produzenten (kurzfristige Wirkung) auch b) der Bau der Anlagen (Ort, Ausrichtung, Steilheit usw.; langfristige Wirkung) beeinflusst.

A) Förderung durch fixe Minimalvergütung: Der Produzent erhält einen fixen Betrag von bspw. 6 Rp./kWh für eingespeisten Strom. Damit wird er jede kWh einspeisen, ausser eine andere Verwendung generiert mehr Einkommen. Je tiefer der Marktpreis ist, umso attraktiver ist es für andere Verwendungen günstigen Strom vom Netz zu beziehen. Im Extremfall mit negativen Strompreisen erhält der Prosumer – abgesehen vom Netznutzungsentgelt – sowohl für den eingespeisten Strom wie auch für den bezogenen Strom Geld. **Je tiefer der Marktpreis ist**, d.h. je mehr Strom im System vorhanden ist, **umso höher ist der Anreiz, PV-Strom einzuspeisen**. Dieser kurzfristige Anreiz ist offensichtlich unsinnig. Der langfristige Anreiz beim Bau der Anlage bewirkt, dass sie auf maximale Jahresproduktion optimiert wird. Damit wird der Sommerstrom auf Kosten des Winterstroms optimiert. Auch dieser Anreiz ist nicht sinnvoll, da wir Winterstrom benötigen.

B) Förderung durch Vergütung der Differenz zwischen Minimalvergütung und Referenz-Marktpreis PV: Der Produzent erhält zusätzlich zum Marktpreis die Differenz zwischen Minimalvergütung von bspw. 6 Rp./kWh und dem Referenz-Marktpreis PV gemäss gesetzlicher Vorgabe:

- 1) Einfacher Fall, Referenz-Marktpreis von 4 Rp./kWh:
Der Produzent erhält für jede eingespeiste kWh 2 Rp. Zuschlag ($6 - 4 = 2$):
 - Beim Marktpreis von -1 Rp./kWh speist der Produzent ein.
Er verdient nämlich +1 Rp./kWh ($-1 + 2 = +1$).
 - Beim Marktpreis von -3 Rp./kWh speist er nicht mehr ein.
Er würde mit -1 Rp./kWh Geld verlieren ($-3 + 2 = -1$).Das ist nicht dramatisch, denn bei -1 Rp./kWh gibt es nicht viel zu viel Strom.
- 2) Problem-Fall, Referenz-Marktpreis von 1 Rp./kWh:
Der Produzent erhält für jede eingespeiste kWh 5 Rp. Zuschlag ($6 - 1 = 5$):
 - Beim Marktpreis von -4 Rp./kWh speist der Produzent ein.
Er verdient nämlich +1 Rp./kWh ($-4 + 5 = +1$).
 - Beim Marktpreis von -6 Rp./kWh speist er nicht mehr ein.
Er würde mit -1 Rp./kWh Geld verlieren ($-6 + 5 = -1$).Erst bei einem Marktpreis unter -5 Rp./kWh wird die Einspeisung gestoppt. Hier gäbe es grosse Probleme, den Überschuss zu beseitigen. Das würde sehr teuer.

- 3) Sehr problematischer Fall, Referenz-Marktpreis von -2 Rp./kWh:
 Der Produzent erhält für jede eingespeiste kWh 8 Rp. Zuschlag ($6 - (-2) = 8$):
 - Beim Marktpreis von -7 Rp./kWh speist der Produzent ein.
 Er verdient nämlich +1 Rp./kWh ($-7 + 8 = +1$).
 - Beim Marktpreis von -9 Rp./kWh speist er nicht mehr ein.
 Er würde mit -1 Rp./kWh Geld verlieren ($-9 + 8 = -1$).
 Erst bei einem Marktpreis unter -8 Rp./kWh wird die Einspeisung gestoppt, mit grossen Problemen und hohen Kosten für die Beseitigung des Überschusses.

Zusammengefasst ist der Erlös für eine Minimalvergütung von 6 Rp./kWh:

Referenz-Marktpreis	4 Rp./kWh		1 Rp./kWh		-2 Rp./kWh		
Marktpreis	-1	-3	-4	-6	-7	-9	Rp./kWh
Erlös	+1	-1	+1	-1	+1	-1	Rp./kWh
Produzent speist ein?	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	

Je tiefer der (erwartete) Referenz-Marktpreis ist, umso tiefer sinkt die Schwelle, ab welcher die Einspeisung beendet wird. Bei negativen Preisen ist dies höchst kontraproduktiv und unsinnig.

Abb. 4 illustriert Gewinn und Verlust in Abhängigkeit vom Referenz-Marktpreis, wobei die blaue Linie die Profitabilitätsgrenze zeigt. Es besteht kein Anreiz, bei tiefen oder negativen Marktpreisen nicht einzuspeisen.

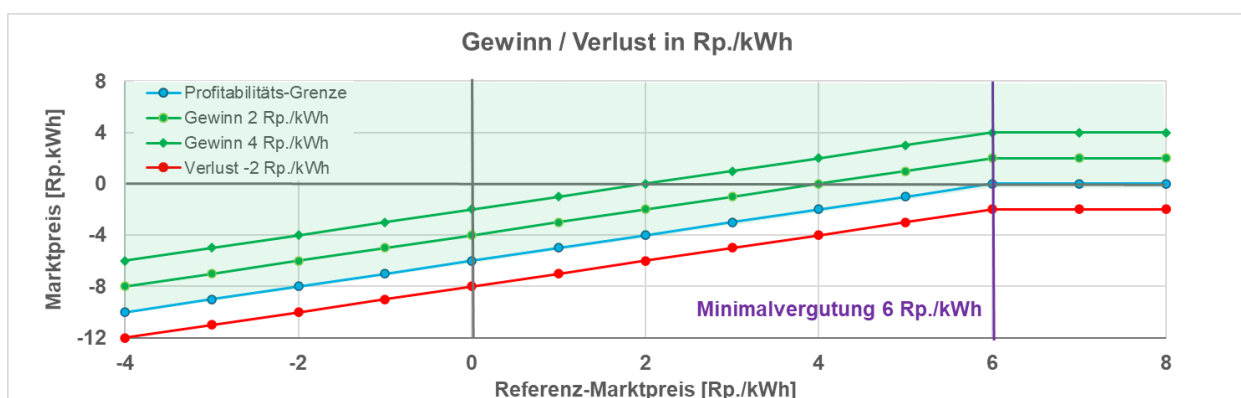


Abb. 4: Marktpreis mit Gewinn (grün) respektive Verlust (rot) in Abhängigkeit vom Referenz-Marktpreis, mit der Profitabilitätsgrenze in blau.

Der langfristige Anreiz beim Bau der Anlage ist unklar. Möglicherweise bewirkt das Modell den Bau der Anlage mit Vermeidung der üblichen Produktionsspitzen – allerdings nur wenn

der Wegfall dieser Produktion durch höhere Einspeisepreise überkompensiert werden kann. Dies wäre aber schon mit reinen Marktpreisen ohne zusätzliche Vergütung so.

C) Förderung durch Vergütung der Differenz zwischen Minimalvergütung und Referenz-Marktpreis, allerdings nur bei positiven Marktpreisen: Der Produzent erhält zusätzlich zum Marktpreis die Differenz zwischen Minimalvergütung von bspw. 6 Rp./kWh und dem Referenz-Marktpreis, allerdings nur, wenn der Marktpreis positiv ist. Damit entsteht ein grosser Anreiz, bei negativem Marktpreis nicht einzuspeisen, da dieser bezahlt werden müsste, und zwar ohne Kompensation durch einen Förderbeitrag. Die Übersichtstabelle wird dann für eine Minimalvergütung von 6 Rp./kWh zu:

Referenz-Marktpreis	4 Rp./kWh		1 Rp./kWh		-2 Rp./kWh		
Marktpreis	-1	-3	-4	-6	-7	-9	Rp./kWh
Erlös	-1	-3	-4	-6	-7	-9	Rp./kWh
Produzent speist ein?	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	

Der langfristige Anreiz beim Bau der Anlage ist so, dass eine Produktion bei negativen Marktpreisen möglichst verhindert wird (oder eigenverbraucht werden kann). Aus Sicht des Gesamtsystems ist es positiv, wenn Anlagen nach Möglichkeit so gebaut werden, dass sie nur bei positiven Marktpreisen produzieren (resp. ins Netz einspeisen). Dies ergäbe eine Verschiebung von Sommerstrom zu Winterstrom, bräuchte aber mehr Produktionskapazität

Achtung: Bei diesem Modell besteht der Anreiz, die Einspeisung genau beim Marktpreis von 0 Rp./kWh zu stoppen – für alle PV-Anlagen. Dieser Effekt muss noch genauer geprüft werden. Es muss verhindert werden, dass ein grosser Teil der PV-Produktion zeitgleich vom Netz geht, da sonst die Netzstabilität gefährdet wird und Stromausfälle drohen. Somit hat auch dieses Modell begrenzte Nützlichkeit.

Die Modelle B und C wirken nur dort, wo die PV-Anlagen mit automatisierten Steuerungen ausgerüstet werden. Dort wo diese Investitionsbereitschaft nicht gegeben ist, wird die Anlage entweder dauernd Strom produzieren oder zeitweise ganz abgeschaltet werden.

3. Zwei bessere Fördermodelle

Die aktuell diskutierten und oben untersuchten Fördermodelle mit einer fixen Minimalvergütung pro kWh behandeln jede eingespeiste kWh gleich, unabhängig vom Nutzen dieser. Um negative Effekte wie Einspeisung bei negativen Marktpreisen zu verhindern, müssen zusätzliche Regeln und damit zusätzliche Komplexität ins System gebracht werden. Neben dem zu leistenden Umsetzungsaufwand müssen negative Folgeauswirkungen auf das Gesamtsystem wie das gleichzeitige Abschalten auch noch verhindert werden. So bringt im obigen Modell C) die abrupte Änderung des Marktmechanismus beim Marktpreis von 0 Rp./kWh die Gefahr mit sich, dass ein grosser Teil der PV-Produktion zeitgleich vom Netz geht. Dies kann nur durch weitere Regeln und damit weiterer Komplexität verhindert werden.

Die Ursache für die Kaskade von nötigen Detailregelung ist unserer Ansicht nach, dass zugunsten der Investitionssicherheit der Produzenten indirekte Anreize geschaffen werden, welche nicht das beanreizen, was nötig ist: Produktionskapazität, d.h. die Bereitschaft, Produktion abzurufen, und die Ausrichtung der Produktionskapazität auf Winterstrom.

Im Folgenden werden zwei mögliche Fördermodelle skizziert, welche Investitionssicherheit garantieren, aber dennoch direkt(er) das beanreizen, was benötigt wird. Die Modelle sind in groben Zügen beschrieben und müssen für eine Umsetzung noch verfeinert werden. Beispielsweise gibt es nicht nur Sommer- und Winterstrom, sondern auch Übergänge dazwischen. Und es gibt nicht einfach die Produktionskapazität, sondern es gehören weitere Attribute zur Beurteilung dazu.

D) Förderung von Winterstrom: Jede im Winterhalbjahr produzierte resp. ins Netz eingespeiste kWh erhält bei tieferem Marktpreis eine Minimalvergütung zur Sicherstellung einer minimalen Rentabilität für den Produzenten. Für Sommerstrom wird keine Minimalvergütung ausbezahlt. Damit dadurch der gesamte Fördereffekt mit Blick auf die Investitionssicherheit für Produzenten nicht reduziert wird, kann diese «Winter-Minimalvergütung» in Rp./kWh durchaus den 2- bis 3-fachen Wert der aktuellen Jahres-Minimalvergütung haben. Mit dem 3-fachen Wert wird kompensiert, dass im Winterhalbjahr nur ca. 30% der PV-Produktion anfällt. Natürlich lässt sich das Modell verfeinern mit der Wahl von kürzeren Zeitabschnitten. Auch im Winter wird nicht in allen Monaten die gleiche Menge von Strom verbraucht und produziert. Der VSGS hat dies bereits in seiner Vernehmlassungsantwort zu den Verordnungen Stromgesetz vorgeschlagen.³

E) Förderung der Produktionskapazität anstelle des produzierten Stroms: Ist die PV-Anlage einmal gebaut, so wird die mögliche Stromproduktion in erster Linie durch das Wetter festgelegt. Natürlich passt dies nicht mit dem Strombedarf zusammen. Im Sommer wird es immer mehr Überkapazität geben und im Winter eher zuwenig. Es braucht also sowieso

³ Vernehmlassungsantwort zu den Verordnungen Stromgesetz vom 24. Mai 2024

Massnahmen. Diese können Marktanreize bis zu Negativpreisen oder auch Direktsteuerung also Limitierung der Einspeisung sein. Üblicherweise folgt hier gleich die Diskussion um die Kompensation zur Sicherung der Rentabilität für den Produzenten. Klar ist, das Gesamtsystem braucht die Produktionskapazität, also Infrastruktur, und ebenso klar ist, das System braucht nicht jederzeit jede mögliche kWh, im Gegenteil. Ein Kapazitätsmodell kann dem gerecht werden. Der Bau der Produktionskapazität als ein Teil der Infrastruktur sollte direkt gefördert werden, allenfalls in Abhängigkeit von gewissen Eigenschaften wie Ausrichtung usw. sowie der Verfügbarkeit der Infrastruktur. Der effektiv eingespeiste Strom wird vergütet, entweder gemäss Marktpreis oder gar nicht, je nach Höhe der Kapazitätsförderung. Die systemgerechte Einspeisung kann dann beeinflusst werden durch die Vergütung via ein instantanes Preissignal oder durch eine Direktsteuerung. Damit wird die Verfügbarkeit der PV-Produktionsanlage als Teil der Infrastruktur und die effektive Produktion gemäss Bedarf entkoppelt. Die so entkoppelten Teile können separat gesteuert werden, wahlweise durch Förderanreize und/oder Marktanreize.

Anstelle von ausgeklügelten Fördermodellen zur Beeinflussung der Stromeinspeisung werden zunehmend immer günstiger werdende **Batteriespeicher** ein Teil der Lösung sein. Batteriespeicher erlauben es bei entsprechender Steuerung, Produktion und Nutzung des Stromes zeitlich zu entkoppeln. Die Abregelung der Stromerzeugung zu Zeiten, während denen er nicht genutzt werden kann, kann so sinnvoll verhindert werden. Der produzierte Strom kann später genutzt werden, dann wenn der Bedarf grösser ist. Die Förderung der Einspeisung zu jedem Zeitpunkt durch Minimalvergütungen oder durch Vergütung von nicht eingespeistem Strom wird damit unnötig. Solche Förderungen geben aktuell falsche Anreize und verhindern sogar, dass mehr Batteriespeicher eingesetzt werden. Mit aktuellen Batteriespeichern kann der Strom über Stunden oder wenige Tage gespeichert werden. Sie helfen damit, den Tagesabgleich zu verbessern. Eine Lösung für den saisonalen Abgleich sind sie allerdings nicht. Batteriespeicher sind wichtige Komponenten des künftigen Stromsystems, auch wenn sie nicht alle Probleme lösen können.

4. Zusammenfassung und Fazit

Es ist unbestritten, wir wollen einen grossen Zubau von PV-Anlagen. Dies soll gefördert werden. Obwohl wir noch weit weg sind von den gesetzlichen Produktionszielen, haben wir schon jetzt negative Strompreise. Der Markt ist gestört aufgrund der Nicht-Steuerbarkeit oder vielmehr der Nicht-Steuerung der PV-Produktion in Zusammenhang mit den aktuellen Fördermodellen, welche den Markt übersteuern. Die heutigen Fördermodelle stören den Energiemarkt und gefährden die Versorgungssicherheit. Sie verfehlen damit das eigentliche Ziel:

- Eine **fixe Vergütung** in Rp./kWh ist nicht sinnvoll, da damit die PV-Einspeisung maximiert wird unabhängig vom Bedarf und den Auswirkungen auf das Gesamtsystem. Der Bau der Anlagen wird optimiert auf Sommerstrom, was zu nicht nutzbaren Überschüssen und zu Systemproblemen führen wird.
- Eine Vergütung von Marktpreis plus die **Differenz zwischen einer Minimalvergütung und dem Referenz-Marktpreis** ist ein komplexeres Modell, verbessert aber die Situation nicht. Je tiefer der Referenz-Marktpreis sinkt – und das tut er bei zuviel Strom im System – umso tiefer wird die Schwelle, ab welchem Marktpreis nicht mehr eingespeist wird – was noch mehr Strom generiert im System.
- Das Modell mit Auszahlung der Differenz zwischen Minimalvergütung und Referenz-Marktpreis wird wesentlich **verbessert ohne Auszahlung bei negativen Marktpreisen**. Das Modell soll unbedingt so ergänzt werden. Allerdings braucht es dann weitere Massnahmen, um ein gleichzeitiges Abschalten der PV-Produktion beim Erreichen von 0 Rp./kWh zu verhindern.

Die Unzulänglichkeit obiger Fördersysteme ist darin begründet, dass es indirekte Förderungen sind: Die erwünschte Investitionssicherheit für Produzenten wird gefördert über den Umweg der Minimalvergütung für eingespeisten Strom. Die direkte Förderung wäre einfacher und effizienter: Gefördert wird das, was benötigt wird, und das ist a) die Produktionskapazität und b) die Produktion von Winterstrom.

Folgerichtig schlagen wir zwei bessere Fördermodelle vor:

- **Winterstrom** wird direkt gefördert, indem nur dieser eine garantierte Minimalvergütung erhält. Zur Sicherung der Rentabilität für PV-Produzenten kann der Ansatz in Rp./kWh durchaus das 2- bis 3-fache der aktuellen Ganzjahresförderung sein.
- PV-Anlagen steuern **Produktionskapazitäten** bei und sind ein Teil der Infrastruktur. Werden sie als solches direkt gefördert, kann von der Förderung der produzierten kWh zur Sicherung der Rentabilität abgesehen werden. Förderung und Steuerung von Produktionskapazität und Stromproduktion werden entkoppelt und können damit unabhängig optimiert werden. Unerwünschte Nebenwirkungen werden so reduziert.

Anstelle diverser Fördermodelle werden Batteriespeicher zunehmend ein Teil der Lösung sein. Wenn das Preismodell der Einspeisung dem Marktpreis entspricht besteht der Anreiz für eine Investition in Batteriespeicher. Sie werden immer günstiger und können darum breit eingesetzt werden. Durch die Nutzung der Batteriespeicher für den Tagesausgleich reduzieren sie den Bedarf von Abregelung während Zeiten mit Produktionsüberschuss, erhöhen den Eigenverbrauch und machen dadurch die Nutzung von PV-Strom wirtschaftlicher – auch oder eben gerade wegen fehlender sinnvoller Fördermodelle. Sie unterstützen damit den systemrelevanten Tagesabgleich, sind jedoch keine Lösung für den saisonalen Abgleich.

Zu den Autoren



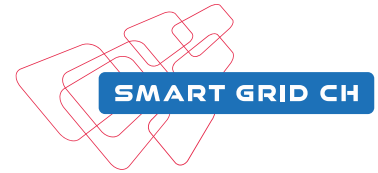
Dr. Maurus Bachmann, Geschäftsführer
maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch

Maurus Bachmann bringt über 25 Jahre Erfahrung in Forschung und Entwicklung sowie aus der Telekommunikationsindustrie mit und ist Experte für Smart Grid und Digitalisierung. Bevor er 2011 die VSGS Geschäftsführung übernommen hat, leitete er bei Swissmem als Mitglied der Geschäftsleitung den Bereich Fachgruppen. Seit der Gründung der Swisseldex AG Anfang 2018 verantwortet er als Geschäftsführer und Projektleiter den Aufbau des Datahubs. Er hat an der ETH Zürich Physik studiert und auf dem Gebiet der integrierten Optik promoviert.



Dr. Andreas Beer, Geschäftsführer
andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch

Andreas Beer ist Geschäftsführer des Vereins Smart Grid Schweiz und Geschäftsführer der Alevar GmbH und als Dozent und Experte an Fachhochschulen tätig. Seine Expertise im Bereich Verteilnetz hat er unter anderem als Leiter Netz bei Repower und Mitglied in der VSE Netzwirtschaftskommission erarbeitet. Er hat an der ETH Zürich Elektrotechnik studiert und auf dem Gebiet der Leistungselektronik für die Stromübertragung promoviert.



Verein Smart Grid Schweiz

Der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) bündelt und vertritt die Interessen der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz innerhalb der Branche und nach aussen. Im Umfeld der technologischen und gesellschaftlichen Entwicklungen ist der VSGS Ansprechpartner und Kompetenzzentrum für übergreifende Verteilnetzthemen. Er setzt sich dafür ein, dass die Entwicklung des Verteilnetzes vorausschauend, einheitlich, sicher, nachhaltig und nach gemeinsamen Standards erfolgt. Der VSGS unterstützt die digitale Transformation der Schweizer Verteilnetzlandschaft zur Nutzung branchenweiter Synergien. Der VSGS orientiert sich an der wirtschaftlich, gesellschaftlich und technisch optimalen Umsetzung des Verteilnetzes der Zukunft. Diesen Prozess gestaltet der VSGS offen, fair und transparent. Er lädt alle Stakeholder zu einer aktiven Beteiligung ein.

Kontakt

Geschäftsstelle VSGS

Dr. Maurus Bachmann, Co-Geschäftsführer
Telefon +41 79 219 91 53
maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch

Dr. Andreas Beer, Co-Geschäftsführer
Telefon +41 79 827 65 56
andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch

info@smartgrid-schweiz.ch

www.smartgrid-schweiz.ch