

# Stellungnahme zur Photovoltaik-Strategie

## **Autor:innen**

Joseph Bergner  
Johannes Weniger  
Michaela Zoll  
Lucas Meissner  
Nico Orth  
Volker Quaschnig

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin  
Fachbereich 1 - Ingenieurwissenschaften Energie und Information  
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme

## **Kontakt**

<https://solar.htw-berlin.de/kontakt>

**Berlin, 23. März 2023**

## 1 Einleitung

Mit dem im März 2023 vorgelegten Entwurf der Photovoltaik-Strategie (PV-Strategie) schlägt das BMWK ein neues Kapitel in Bezug auf den PV-Ausbau auf. Wir begrüßen vor allem, dass das zuständige Ministerium die Schlüsselrolle der PV beim Klimaschutz erkannt hat. Ein Blick in die im Jahr 2020 von uns erstellte Studie „Hemmnisse und Hürden für die Photovoltaik“ [1] zeigt, in welcher Welt die Branche noch vor drei Jahren agieren musste. Inzwischen werden noch bestehende Hürden wo es geht ausgeräumt, sodass nicht mehr nur energiewirtschaftliche Detailfragen diskutiert werden, sondern die wichtigen Themen und Herausforderungen angegangen werden. Die Frage lautet nun nicht mehr, wie man den PV-Zubau vor dem Erliegen retten kann, sondern wie wir es schaffen, ihn auf 22 GW/a und mehr zu skalieren. Hierbei liefern langfristige Ziele die notwendige Planungssicherheit für die Branche und die Vielfalt der Maßnahmen verdeutlicht die Ernsthaftigkeit, mit der sich den Problemen angenommen wird.

Der Entwurf der PV-Strategie schlägt zahlreiche sinnvolle Maßnahmen vor, die die Errichtung von Freiflächen- und Dachanlagen erleichtern werden. In der PV-Strategie fehlt jedoch das klare Bekenntnis, den anvisierten PV-Zubau in Deutschland an die Pariser Klimaschutzziele anzupassen und auf deutlich über 22 GW/a zu steigern. Darüber hinaus haben wir bestehende und ausbauhemmende Barrieren identifiziert und Vorschläge für einen systemdienlicheren Betrieb der PV-Anlagen erarbeitet, die nachfolgend erörtert werden.

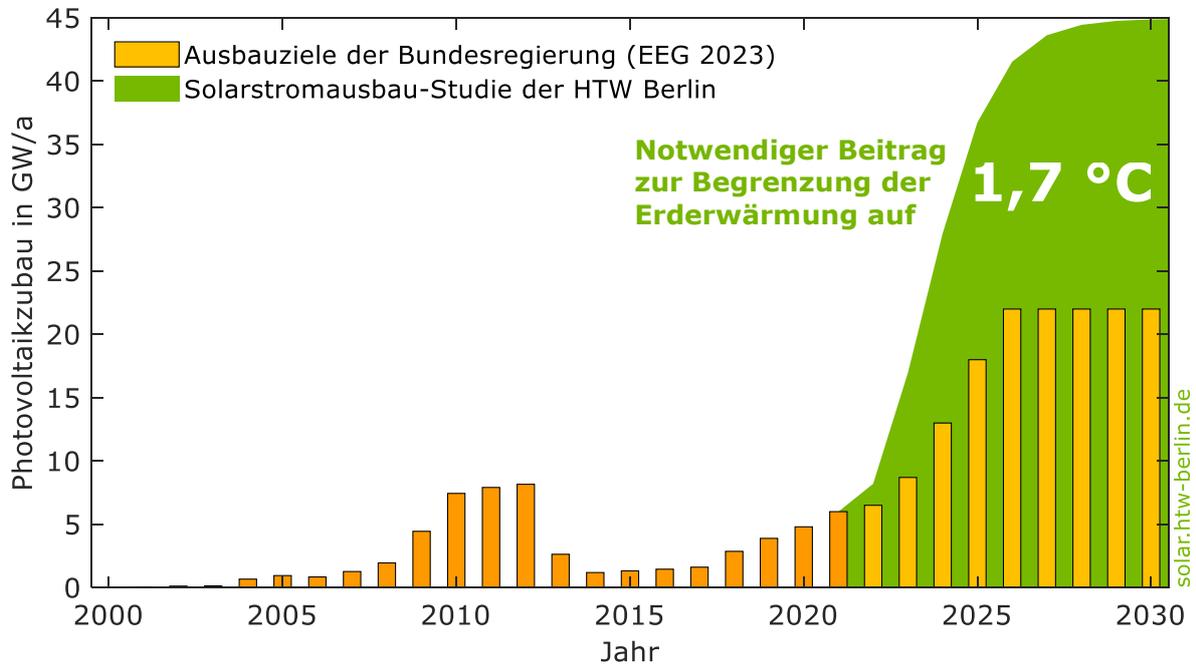
## 2 Anvisierten PV-Zubau an das Klimaschutzziel anpassen: 45 GW/a statt 22 GW/a

Zum Einhalten des Pariser Klimaschutzabkommens müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen weltweit ambitionierter als bisher auf null gesenkt werden. Verteilt man die verbleibenden Emissionen gerecht, steht Deutschland ein begrenztes CO<sub>2</sub>-Budget zur Verfügung. Unter der Annahme, dass sich der Ausstoß des Jahres 2022 weiter linear reduziert und die Erderwärmung mit einer hohen Wahrscheinlichkeit auf 1,7 °C begrenzt werden soll, ist dieses in einem Zeitraum von etwa 13 Jahren aufgebraucht [2]. Demnach muss Deutschland bereits 2035 CO<sub>2</sub>-neutral werden, um seinen Beitrag zur Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C zu leisten.

Die Ziele der Bundesregierung im Koalitionsvertrag sind noch ambitionierter; sie möchte Deutschland auf den 1,5-Grad-Pfad bringen [3]. Hierfür soll mit dem EEG 2023 der PV-Zubau auf 22 GW pro Jahr gesteigert und eine weitgehend klimaneutrale Stromversorgung bis 2035 erreicht werden. Dies ist zwar ambitioniert, genügt aber der eigenen Zielsetzung nicht. Aktuell ist davon auszugehen, dass mit diesen Ausbauzielen sowohl das 1,5-Grad- als auch das 1,7-Grad-Ziel mit hoher Wahrscheinlichkeit verfehlt wird. Daher sollte Deutschland mithilfe entsprechender Maßnahmen bereits bis 2035 in allen Sektoren klimaneutral werden, anstatt wie angestrebt, erst 2045.

Um den rasant steigenden Strombedarf zu decken, muss die installierte PV-Leistung in den nächsten 13 Jahren auf 590 GW steigen [4]. Dies entspricht bei derzeit 66,5 GW installierter

Leistung einem mittleren Nettozubau von rund 40 GW/a. Zum Erreichen der benötigten PV-Leistung von insgesamt 590 GW empfehlen wir einen Markthochlauf bis zum Jahr 2028 (Bild 1). Dieser erfordert bereits im Jahr 2025 einen Zubau von 28 GW/a. Bis zum Jahr 2028 müsste der Photovoltaikzubau weiter auf rund 45 GW/a ansteigen.



**Bild 1** Die Klimaschutzziele erfordern einen ambitionierteren PV-Ausbau (Daten: AGEE-Stat, EEG 2023, HTW Berlin (Referenzszenario der Studie „Solarstromausbau für den Klimaschutz“ [4]).

Der Vorteil von diesem zunächst ambitionierten PV-Ausbau ist, dass die Zubauzahlen später auf einem annähernd konstanten Niveau verweilen können. Damit nimmt der PV-Markt eine stabile Größenordnung an, die langfristig auch für den Ersatz von Altanlagen erforderlich ist.

#### Vorschlag

Steigerung des PV-Ausbaus auf 45 GW/a (netto), mit dem Ziel bis 2035 eine installierte Leistung von 590 GW zu erreichen.

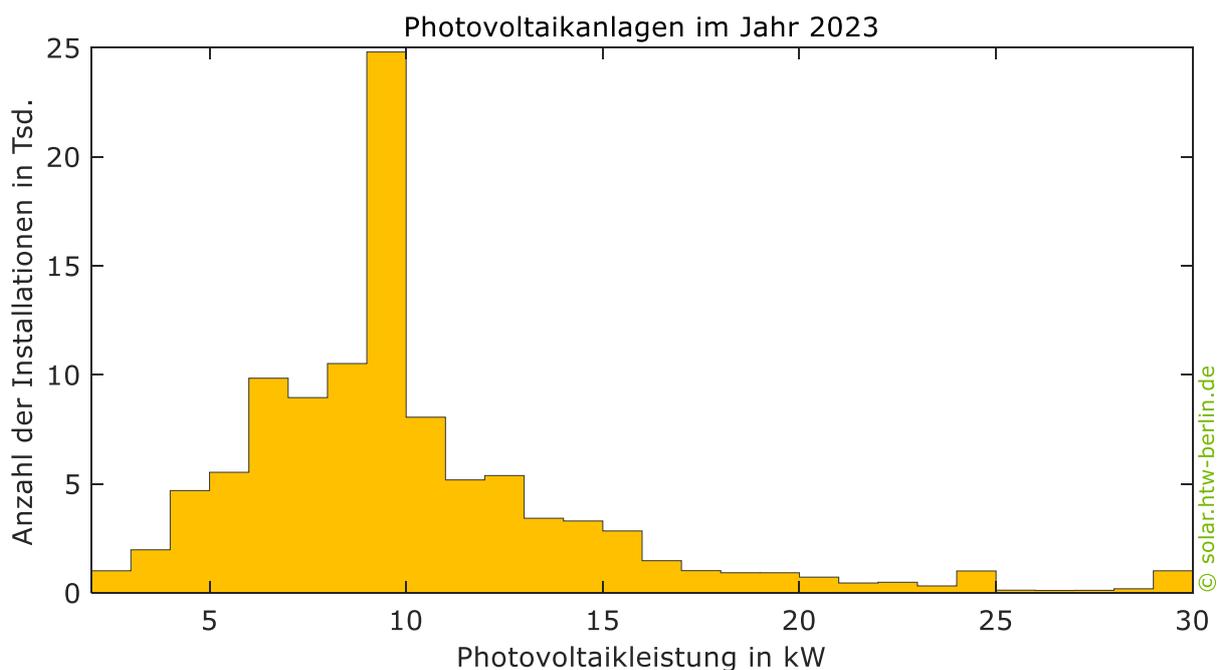
### 3 Ausbauhemmende Leistungsgrenzen beseitigen

Im EEG sowie in für PV-Anlagen relevanten Normenwerken finden sich zahlreiche Leistungsgrenzen: 600 VA, 7 kW, 10 kW, 10,8 kW, 20 kW, 25 kW, 30 kW, 40 kW, 100 kW, 135 kVA, 400 kW, 950 kW, 1001 kW und 6 MW. Jede dieser Grenzen führt zu einer Änderung der Rahmenbedingungen für die PV-Anlagen. Dies ist gerade bei Akteuren, die sich ein- oder erstmalig mit der Errichtung einer PV-Anlage auseinandersetzen, stark erklärungsbedürftig. Ihre technische Sinnhaftigkeit ist dabei nicht immer eindeutig erkennbar und häufig werden während der Planungsphase Fehlentscheidungen aufgrund dieser Leistungsgrenzen getroffen. Dies hat Folgen

für den PV-Ausbau, da zur Verfügung stehende Flächen aufgrund von Leistungsgrenzen nicht vollständig genutzt werden.

### 3.1 10-kW-Grenze durch einheitliche Vergütungssätze bis 40 kW beseitigen

Bis Ende 2020 wurde nur die Eigenversorgung bis zur 10-kW-Grenze privilegiert und von der EEG-Umlage befreit. Zusätzlich konnten bis Ende 2021 die Einnahmen von PV-Anlagen mit einer Leistung bis lediglich 10 kW auf Antrag ertragssteuerlich befreit werden. Seit Januar 2023 entfällt erfreulicherweise sowohl die Einkommensteuer als auch die Umsatzsteuer bei PV-Anlagen bis 30 kW. Diese steuerlichen Entlastungen wirken sich positiv auf den Zubau von PV-Anlagen im Marktsegment zwischen 10 kW und 25 kW aus, wie die in Bild 2 dargestellten Meldedaten des Marktstammdatenregisters zeigen. Allerdings werden seit dem 01.01.2023 immer noch vermehrt PV-Anlagen mit einer Leistung von knapp unter 10 kW errichtet, und damit vorhandene Dachflächen nicht vollständig genutzt.



**Bild 2** Häufigkeitsverteilung der Nennleistung der im Jahr 2023 neu installierten PV-Dachanlagen im Marktsegment zwischen 2 kW und 30 kW (Daten: Marktstammdatenregister, Stand: 20.03.2023).

Die häufige Limitierung der PV-Anlagenleistung auf 10 kW liegt vermutlich daran, dass der Mechanismus zur Berechnung der Einspeisevergütung bei PV-Anlagen über 10 kW missverstanden wird. Anstelle von einer gleitenden Anpassung wird vermutlich häufig von einem Schwellenwert ausgegangen (siehe EEG 2023 § 48). Oder anders formuliert: Eine 15-kW-PV-Anlage erhält lediglich für ein Drittel der eingespeisten Solarstromüberschüsse (Anlagenteil über 10 kW) 7,1 ct/kWh und für den verbleibenden Anteil (Anlagenteil unter 10 kW) 8,2 ct/kWh. Die resultierende Einspeisevergütung einer 15-kW-PV-Anlage beträgt demnach nicht 7,1 ct/kWh, sondern 7,8 ct/kWh. Um dieser Fehlinterpretation vorzubeugen, sollte eine einheitliche Vergütung für kleine PV-Dachanlagen gelten. Dies könnte durch einen einheitlichen

anzulegenden Wert von 8,6 ct/kWh für alle Anlagen bis 40 kW erreicht werden. Die Erhöhung der Einspeisevergütung für PV-Anlagen größer als 10 kW lässt sich auch mit den in den vergangenen beiden Jahren gestiegenen PV-Anlagenpreisen rechtfertigen. Dadurch würden auch vermehrt PV-Dachanlagen mit einer Leistung zwischen 20 kW und 40 kW auf kleinen Gewerbebetrieben und landwirtschaftlichen Gebäuden errichtet werden, was zur Wiederbelebung dieses Marktsegments beitragen würde.

#### Vorschlag

EEG 2023 § 48 Solare Strahlungsenergie

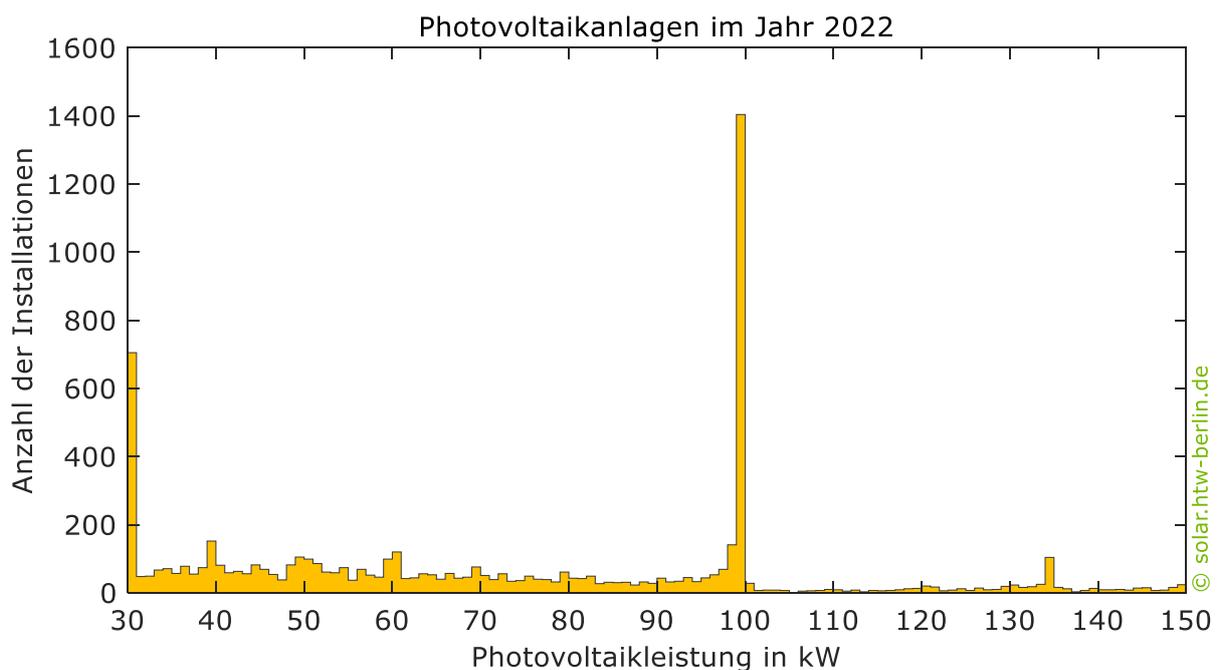
(2) Für Strom aus Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer installierten Leistung von ~~10~~ 40 Kilowatt 8,6 Cent pro Kilowattstunde,

~~2. bis einschließlich einer installierten Leistung von 40 Kilowatt 7,5 Cent pro Kilowattstunde~~

### 3.2 100-kW-Grenze durch Anpassungen bei der Direktvermarktungspflicht beheben

Auch bei 100 kW gibt es eine deutlich erkennbare Leistungsgrenze, wie die Marktdaten für die im Jahr 2022 errichteten PV-Anlagen in Bild 3 zeigen.



**Bild 3** Häufigkeitsverteilung der Nennleistung der im Jahr 2022 neu installierten PV-Dachanlagen im Marktsegment zwischen 30 kW und 150 kW (Daten: Marktstammdatenregister, Stand: 20.03.2023).

PV-Anlagen bis 100 kW erhalten eine feste Einspeisevergütung und ab 100 kW ist die Direktvermarktung verpflichtend. Damit verbunden sind höhere Anforderungen an die verbaute Messtechnik, die Regelbarkeit der PV-Anlagen und höhere Betriebskosten aufgrund des erforderlichen Direktvermarkters. Insbesondere die höheren Betriebskosten machen PV-Anlagen mit Leistungen zwischen 100 kW und 120 kW momentan wirtschaftlich unattraktiv.

Im Abschnitt 3.2 „Photovoltaik auf dem Dach erleichtern“ des Entwurfs der PV-Strategie wird darauf eingegangen, dass die Grenze der Direktvermarktungspflicht umgestaltet werden soll. Dies begrüßen wir. Aus Sicht der Direktvermarktung sind PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung derzeit besonders unattraktiv, insbesondere wenn das Lastprofil nicht bekannt und die zu vermarktende Energiemenge gering ist. Dieses Problem könnte zum einen dadurch behoben werden, dass die PV-Anlage im ersten Jahr nach der Inbetriebnahme von der Direktvermarktungspflicht befreit wird. Zum anderen sollte die Pflicht zur Direktvermarktung zukünftig nicht von der installierten Leistung der PV-Anlage abhängen, sondern von der Höhe der im Vorjahr eingespeisten Energie. Die während des ersten „pflichtfreien Betriebsjahres“ erfassten Messwerte erlauben es darüber hinaus datenbasiert auf die Suche nach einem Direktvermarkter zu gehen. Unter Umständen kann es sinnvoll sein, auch hier zwischen PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung und Volleinspeisung zu differenzieren. So könnte anstelle einer 100-kW-Grenze beispielsweise eine Überschusseinspeisung von 100 MWh/a zur Direktvermarktung verpflichten.

#### **Vorschlag**

Anpassung der Pflicht zur Direktvermarktung bei PV-Anlagen mit Überschuss- und Volleinspeisung:

- PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung: Direktvermarktung ab 100 MWh/a eingespeister Energie (relevant ist der Wert des Vorjahres).
- PV-Anlagen mit Volleinspeisung: Direktvermarktung ab 100 kW.

Ein unerwünschter Effekt bei der Ermittlung der Verpflichtung auf Basis des Energiebezugs wäre die mögliche Leistungsabregelung von PV-Anlagen kurz vor Jahresende, um diese Anforderungen einzuhalten<sup>1</sup>. Nichtsdestotrotz würden größere PV-Anlagen realisiert werden, so dass bei typischen Eigenverbrauchsanteilen von gewerblichen PV-Projekten in Summe mehr Solarstrom erzeugt werden würde als zuvor.

---

<sup>1</sup> Die Grenze liegt bei der aktuellen Einspeisevergütung bei etwas mehr als 10 MWh/a, bei der eine Abregelung attraktiver wäre als die Beauftragung eines Direktvermarkters.

### 3.3 20-kW-Grenze bei „Garten-PV-Anlagen“ auf 30 kW anheben

Ebenfalls unter Abschnitt 3.2 der PV-Strategie wurde dargestellt, dass „Garten-PV-Anlagen“ nun zulässig sind. Aus unserer Sicht ist es unglücklich eine neue Leistungsgrenze von 20 kW einzuführen. Wie bei Fassaden- und Aufdachanlagen erscheint es zielführend, eine einheitliche Grenze bei 30 kW zu ziehen.

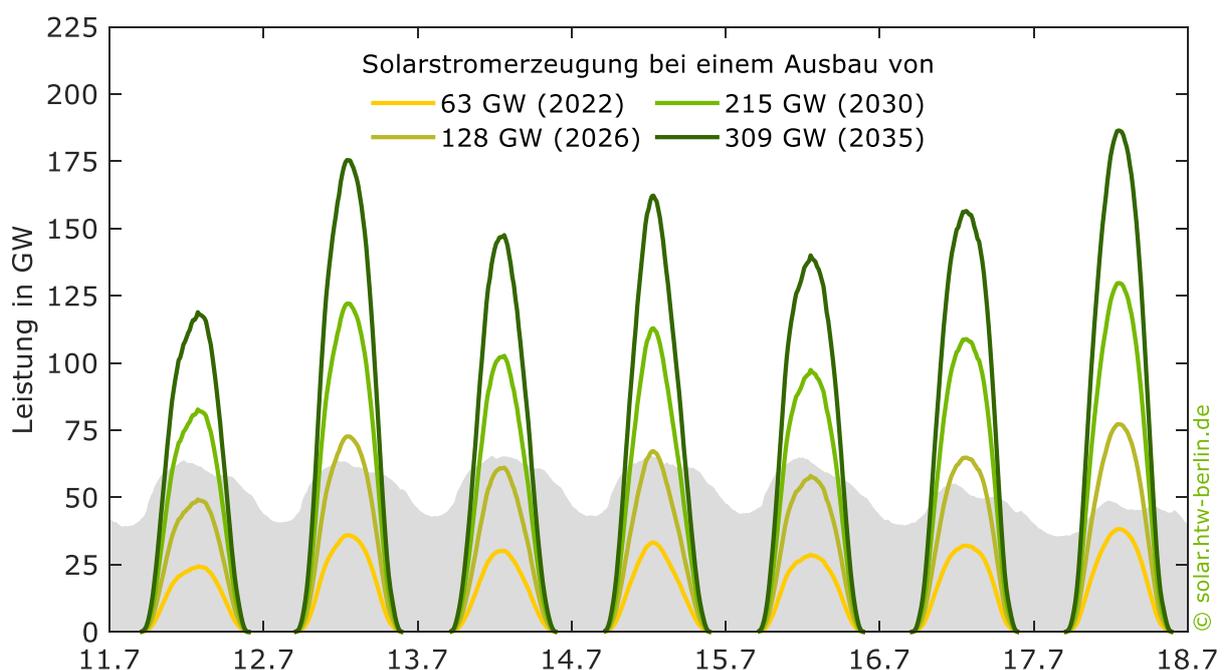
#### Vorschlag

EEG 2023 § 48 Solare Strahlungsenergie

(1a) [...] die Grundfläche der Anlage die Grundfläche dieses Wohngebäudes nicht überschreitet und die Anlage eine installierte Leistung von nicht mehr als ~~20~~ 30 Kilowatt hat,

## 4 Systemdienlichen Betrieb von PV-Anlagen anreizen

Bereits im vergangenen Jahr wurde an sonnigen Tagen im Juli mittags zeitweise 80 % des Stromverbrauchs in Deutschland durch PV-Anlagen gedeckt, wie Bild 4 veranschaulicht. Mit weiter fortschreitendem PV-Ausbau wird in wenigen Jahren die PV-Erzeugung regelmäßig den gesamten Strombedarf in Deutschland überschreiten. Spätestens dann ist eine uneingeschränkte Einspeisung von Solarstrom in das Stromnetz nicht mehr möglich. Ob zeitnah Flexibilitätsoptionen wie bidirektionale Elektrofahrzeuge, Elektrolyseure oder steuerbare Lasten in Industriebetrieben in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen und die solaren Erzeugungsspitzen aufnehmen können, ist fraglich.



**Bild 4** Verlauf des Stromverbrauchs (grau) sowie der möglichen Solarstromerzeugung für die im EEG anvisierten PV-Ausbauziele in einer Juliwoche (Daten für 2022: Bundesnetzagentur, SMARD.de).

Der PV-Ausbau sollte nicht aus Gründen der Systemstabilität ausgebremst werden. Daher sind dringend Maßnahmen zu ergreifen, die der Überlastung der Betriebsmittel entgegenwirken und einen sicheren Netzbetrieb ermöglichen.

Die Reduktion der in das Netz eingespeisten Leistung der PV-Anlagen kann dazu beitragen, das zulässige Spannungsband im lokalen Niederspannungsnetz einzuhalten und die Frequenz nicht ansteigen zu lassen. Anlagenbetreibende haben derzeit jedoch keinen finanziellen Anreiz, die Einspeiseleistung ihrer PV-Anlagen durch die Verschiebung von Lasten oder den Einsatz von Speichern zu begrenzen.

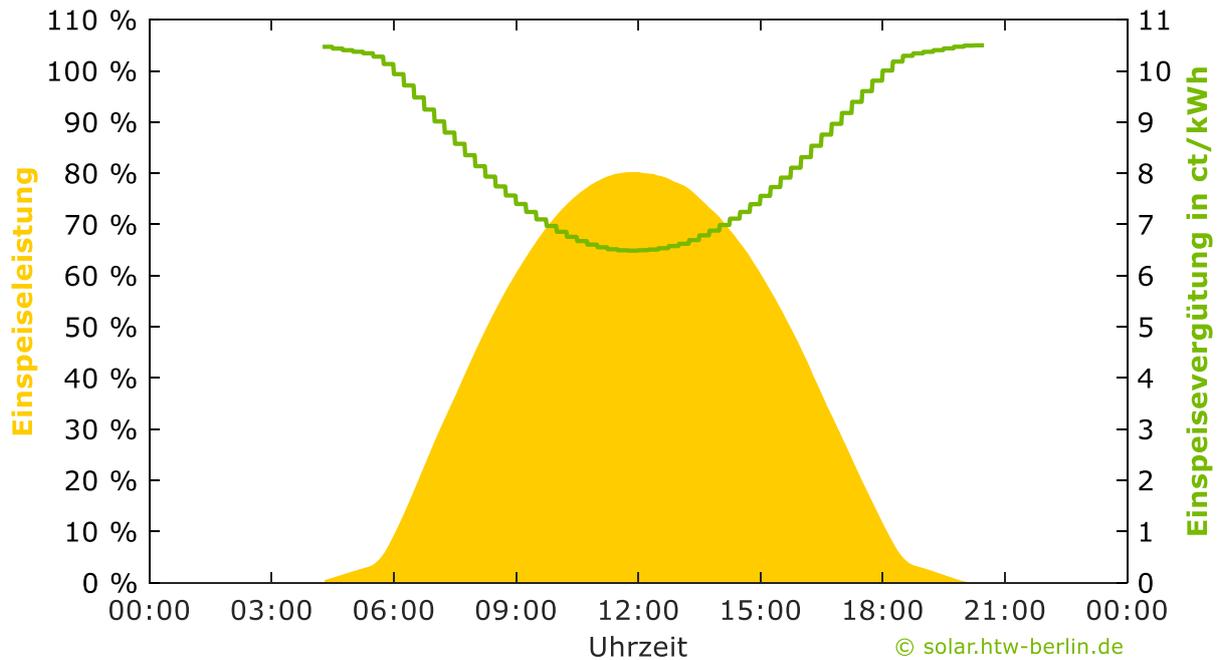
#### **Vorschlag**

EEG 2023 § 48 Solare Strahlungsenergie

(2) Einführung einer variablen Einspeisevergütung, die von der Höhe der aktuellen Einspeiseleistung im Verhältnis zur installierten Leistung der PV-Module abhängt.

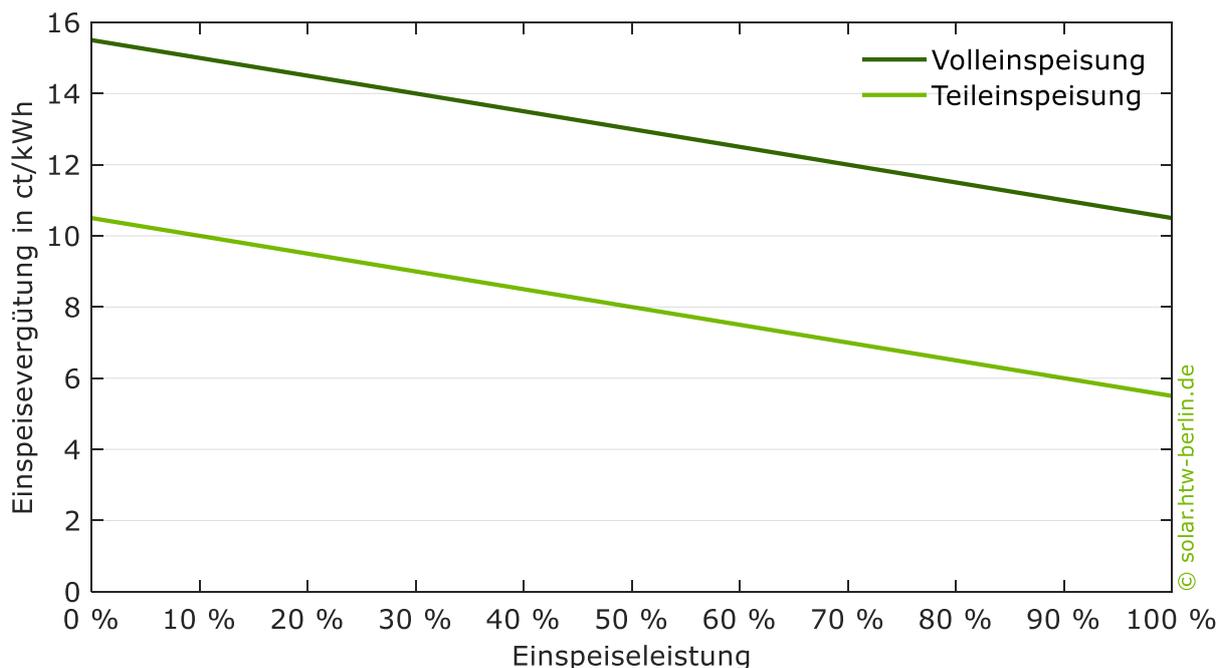
Da üblicherweise zu Zeiten hoher PV-Leistungsabgabe die eingespeiste Kilowattstunde den geringsten Marktwert hat, sollte auch die Einspeisevergütung von der Höhe der aktuellen Einspeiseleistung abhängen. Mit Blick auf den bevorstehenden Smart-Meter-Rollout sollten daher variable Einspeisevergütungstarife eingeführt werden. Die Einführung variabler Einspeisevergütungssätze kann einen wichtigen Beitrag zur netzverträglicheren Realisierung höherer PV-Ausbauziele leisten. Diese würden bei PV-Anlagen, die vorrangig der Eigenversorgung von Wohngebäuden und Gewerbebetrieben dienen, den Einsatz von flexiblen Verbrauchern wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen zu Zeiten hoher PV-Leistungsabgabe begünstigen. Zudem würde dies in Kombination mit prognosebasierten Ladestrategien dazu beitragen, dass Batteriespeicher vermehrt netzentlastend zur Mittagszeit geladen werden [5]. Dadurch können Batteriespeicher sowohl zur Steigerung der Eigenversorgung als auch zur Reduktion der in das Netz eingespeisten PV-Leistung eingesetzt werden [6]. Je geringer die resultierende PV-Einspeiseleistung ist, desto höher ist insbesondere an sonnigen Tagen der Beitrag der Batteriespeicher zur Kappung der PV-Erzeugungsspitze. Obendrein lässt sich durch eine prognosebasierte Ladestrategie die Lebensdauer von Lithium-Batteriesystemen steigern [7].

Bild 5 veranschaulicht anhand des Erzeugungsprofils einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage an einem sonnigen Sommertag das Prinzip der vorgeschlagenen variablen Einspeisevergütung. Die Höhe der Vergütung hängt dabei vom Verhältnis der aktuellen Einspeiseleistung innerhalb eines Zeitraums von 15 min und der installierten Leistung der PV-Module ab. Für teileinspeisende PV-Anlagen mit einer installierten Modulleistung bis 40 kW wird vorgeschlagen, dass die Einspeisevergütung bei sehr geringen Einspeiseleistungen 10,5 ct/kWh beträgt. Je höher die Einspeiseleistung ist, desto geringer sollte der resultierende Vergütungssatz sein. PV-Anlagen, die im betrachteten Anlagensegment an sonnigen Tagen zur Mittagszeit 80 % der installierten Modulleistung in das Netz einspeisen, sollten nur 6,5 ct/kWh erhalten. Demnach wäre die Netzeinspeisung der PV-Anlagen in dem Zeitraum nach dem Sonnenaufgang und vor dem Sonnenuntergang am attraktivsten.



**Bild 5** Verlauf der Einspeiseleistung eines PV-Systems sowie der variablen Einspeisevergütung je nach Höhe der aktuellen Einspeiseleistung an einem sonnigen Sommertag (Einspeiseleistung wurde auf die installierte Nennleistung der PV-Module normiert, Beispielwerte für PV-Anlagen mit Teileinspeisung bis 40 kW).

Bild 6 stellt für teil- und volleinspeisende PV-Anlagen bis 40 kW die vorgeschlagene Vergütungshöhe für Einspeiseleistungen zwischen 0 % und 100 % der installierten Modulleistung dar. Zum einen wurde bei der Ausgestaltung der Höhe der Vergütungssätze berücksichtigt, dass die resultierende jahresmittlere Einspeisevergütung einer typischen 10-kW-PV-Anlage den derzeit konstanten Einspeisevergütungssätzen entspricht. Zum anderen wurde bedacht, keine Anreize für die unnötige Abregelung der PV-Leistung zu schaffen.



**Bild 6** Variation der Einspeisevergütung je nach Höhe der aktuellen Einspeiseleistung für PV-Anlagen mit Voll- und Teileinspeisung (Einspeiseleistung wurde auf die installierte Nennleistung der PV-Module normiert, Beispielwerte für PV-Anlagen bis 40 kW, vorläufiger Diskussionsvorschlag).

Anlagenbetreibende hätten bei einer variablen Einspeisevergütung einen finanziellen Anreiz, durch ein intelligentes Energiemanagement den Batteriespeicher sowie flexiblen Verbraucher vorrangig bei hoher Solarstromerzeugung zu betreiben. Variable Einspeisevergütungen tragen daher zu einem systemdienlicheren Betrieb der PV-Anlagen bei und reduzieren langfristig die zur Mittagszeit auftretenden PV-Erzeugungsspitzen, die andernfalls u. U. abgeregelt werden müssten.

## 5 Weitere Lösungsvorschläge

Der Entwurf der PV-Strategie adressiert die Beschleunigung des PV-Ausbaus in vielen Punkten. Was fehlt, sind Vorschläge für geeignete Maßnahmen zur Integration der PV-Anlagen in das Energiesystem. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass einige Themen einen sehr hohen Beratungsaufwand nach sich ziehen. Diese binden zeitliche Ressourcen der Fachkräfte, die jedoch anderweitig für die Planung und Installation von PV-Anlagen dringend benötigt werden. Nachfolgend werden Vorschläge zur Lösung dieser Probleme erläutert.

Nr.	Problemstellung und Thema	Lösungsvorschlag
#1	Eigenversorgungskonzepte mit PV-Anlagen, Batteriesystemen, Wärmeanwendungen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge sind im Gewerbesegment komplex und beratungsintensiv.	Einrichtung einer bundesweiten und unabhängigen Solarberatungsstelle für Gewerbetreibende.
#2	Erweiterung der Fachagentur Wind an Land um Photovoltaik	Prüfung einer eigenständigen Fachagentur für Photovoltaik (siehe #1).
#3	Zur Lösung des Fachkräftemangels müssen neue und attraktivere Aus- und Weiterbildungsangebote für zukünftige PV-Fachkräfte geschaffen werden.	Klimaberufe sollten attraktiver gemacht und mit einer öffentlichkeitswirksamen Kampagne aktiv beworben werden. Handwerksberufe gilt es, z. B. durch einen Energiewende-Ausbildungsbonus, attraktiver zu machen.
#4	Gestiegene Fremdkapitalkosten wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Projekten aus. Zudem besteht das Problem, dass KfW-Kredite häufig von Hausbanken nicht angeboten werden.	Investitionen in PV-Anlagen sollten durch zinsgünstigere KfW-Kredite unterstützt werden. Hausbanken sollten für die Vergabe von KfW-Krediten finanzielle Anreize erhalten.

#5	Zur Kopplung von PV-Anlagen mit Batteriesystemen, Wärmepumpen und Ladestationen von Elektrofahrzeugen existieren bislang keine einheitlichen Kommunikationsstellen und -protokolle. Dies erschwert die kommunikative Anbindung von Komponenten unterschiedlicher Hersteller und verursacht während der Planung und Installation einem hohen Zeitaufwand.	Die Standardisierung der Energiemanagementschnittstellen und -protokolle sollte weiter vorangebracht werden. Herstellerübergreifende Lösungen sollten gegenüber proprietären Energiemanagementlösungen bevorzugt werden.
#6	Elektrofahrzeuge, die sich netzdienlich be- und entladen, werden in der PV-Strategie als Lösung für die Systemintegration beschrieben. Leider ist dies zum heutigen Stand rechtlich nicht eindeutig geregelt.	Regulatorische Hemmnisse für die Bidirektionalität von Elektrofahrzeugen sollten beseitigt werden (u. a. einheitliche Definitionen, Steuerrecht, Befreiung von Netzentgelten).
#7	Heimspeichersysteme, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge leisten derzeit nur in Einzelfällen gezielt einen Beitrag dazu, die Erzeugungsspitzen der PV-Anlagen abzufangen und die Einspeiseleistung zu begrenzen.	Energiemanagementstrategien, die den PV-Einspeisespitzen entgegenwirken und eine inhärente Systemdienlichkeit mit sich bringen, sollten gezielt gefördert oder gefordert werden (z. B. Ladung der Batteriespeicher zur Mittagszeit).

## 6 Verweise

- [1] J. Bergner, B. Siegel, V. Quaschnig, „Hemmnisse und Hürden für die Photovoltaik 2020“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Jan. 2020.
- [2] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), „Wie viel CO<sub>2</sub> darf Deutschland maximal noch ausstoßen? Fragen und Antworten zum CO<sub>2</sub>-Budget - Stellungnahme“, Geschäftsstelle des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU), Berlin, Stellungnahme, Juni 2022.
- [3] Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90 / Die Grünen, Freie Demokraten (FDP), „Koalitionsvertrag 2021 – 2025 (Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit)“, Berlin, Nov. 2021.
- [4] V. Quaschnig, N. Orth, J. Weniger, J. Bergner, B. Siegel, M. Zoll, „Solarstromausbau für den Klimaschutz. Wie viel Photovoltaik ist in Deutschland zur Einhaltung des Pariser Klimaabkommens erforderlich?“, HTW Berlin, Berlin, Studie, Nov. 2021.
- [5] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig, „Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, März 2016.
- [6] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig, „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“, in 29. *Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [7] N. Munzke, F. Büchle, A. Smith, M. Hiller, „Influence of Efficiency, Aging and Charging Strategy on the Economic Viability and Dimensioning of Photovoltaic Home Storage Systems“, *Energies*, Bd. 14, Nr. 22, S. 7673, Nov. 2021.