

Kurzstudie

Auswirkungen der Maßnahmen aus der „Wachstumsinitiative“ der Bundesregierung auf die Häufigkeit negativer Strompreise im deutschen Kurzfristmarkt

angefertigt für die Handelsblatt GmbH

31.07.2024

Prof. Dr.-Ing. Christof Bauer
Technische Universität Darmstadt
Ö.b.u.v. Sachverständiger für Energiewirtschaft

1. Zusammenfassung

Im Maßnahmenkatalog zur „Wachstumsinitiative“ der Bundesregierung vom 05.07.24 werden u.a. zwei Maßnahmen erwähnt, die Auswirkungen auf das vermehrte Auftreten negativer Strompreise im Kurzfristmarkt und den damit verbundenen Kostenanstieg für das EEG-Konto und damit den Bundeshaushalt entfalten sollen. Auftragsgemäß war zu untersuchen, in welchem Umfang diese Maßnahmen voraussichtlich dazu geeignet sind, einen weiteren Kostenanstieg zu bremsen.

Als erste Maßnahme ist geplant, bereits ab der ersten Stunde bei Auftreten eines negativen Strompreises die EEG-Förderung auszusetzen (derzeit erfolgt dies nur dann, wenn ein negativer Preis über wenigstens 3 Stunden auftritt). **Diese Maßnahme würde nur eine marginale Auswirkung entfalten, da nur ein kleiner Anteil (unter 5%) der Stunden in Phasen mit negativem Strompreis von weniger als 3 Stunden fällt.**

Weiterhin ist eine stufenweise Absenkung für die verpflichtende Direktvermarktung von derzeit 100 kW auf 25 kW vorgesehen. Unter der Annahme, dass für alle Anlagen in der Direktvermarktung künftig bei negativen Strompreisen keine Förderung mehr erfolgt (derzeit findet dies nur für Anlagen ab 400 kW Leistung statt), würde der Anteil des von dieser Maßnahme betroffenen Leistungszubaus von derzeit 47% auf 61% ansteigen. **D.h. zusätzliche 14% des Zubaus würden von der Maßnahme erfasst, während für 39% des Zubaus auch künftig bei negativen Strompreisen eine Förderung erfolgt.**

Es ist nicht ganz klar, was im Maßnahmenpaket unter „kleineren Anlagen“ verstanden wird, die von einem Aussetzen der Förderung bei negativen Strompreisen ausgenommen bleiben sollen. Daher wurde ergänzend auch das Anlagensegment zwischen 7 und 25 kW betrachtet, dessen Einspeiseleistung künftig kontinuierlich abrufbar sein muss. **Vom Aussetzen der Einspeisevergütung für diese Anlagen wären weitere 31% des Zubaus betroffen, d.h. der Leistungsanteil des Zubaus, der künftig auch bei negativen Strompreisen noch eine Förderung erhielte, würde substantiell auf 8% absinken.** Die Ausdehnung des Adressatenkreises würde das EEG-Konto zwar um einen gewissen Beitrag entlasten, aber voraussichtlich nicht zu einer Verhaltensänderung bei den Anlagenbetreibern in diesem Segment führen, d.h. sie würden mangels Anreizes auch bei negativen Strompreisen weiter einspeisen. Um dem entgegenzuwirken, müsste die **Einspeisung bei negativen Strompreisen entweder technisch unterbunden**, oder den Einspeisern die **durch den Abverkauf des Überschuss-Stroms entstehenden Kosten zusätzlich belastet werden.** Von beiden Maßnahmen würde ein deutlicher Anreiz ausgehen, die Einspeisung in solchen Zeiten zu unterlassen und verstärkt in anderweitige Verwendungsmöglichkeiten für den „überschüssigen“ Strom zu investieren, beispielsweise in stationäre Batterien, strombetriebene Heißwasserspeicher oder Ladegeräte für Elektrofahrzeuge.

Voraussetzung für die Wirksamkeit aller Maßnahmen ist, dass **PV-Einspeiser im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts bei den Verteilnetzbetreibern priorisiert** werden, die Einspeisung darf erst beginnen, wenn ein intelligenter Zähler installiert ist.

2. Anlass der Kurzstudie und Fragestellung

Mit Datum vom 05.07.24 veröffentlichte die Bundesregierung einen Maßnahmenkatalog mit dem Titel „Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland“. Kapitel V trägt die Überschrift „Leistungsfähiger Energiemarkt für die Wirtschaft von morgen“ und enthält unter Ziff. 42 den nachfolgenden Absatz:

„Kurzfristig werden wir die Förderung bei negativen Preisen für Neuanlagen grundsätzlich bereits ab dem 1. Januar 2025 aussetzen (ausgenommen kleine Anlagen, da nicht administrierbar) und die Schwelle, ab der die Erneuerbaren Energien ihren Strom selbst vermarkten, beginnend ab dem 1. Januar 2025 in drei Jahresschritten auf 25 KW absenken. Parallel werden wir die Schwelle für die

Steuerbarkeit von EE-Anlagen für Netzbetreiber weiter absenken. Dadurch kommen die Preissignale bei den Anlagenbetreibern an und werden insb. Stromüberschüsse in Zeiten negativer Preise vermieden, da keine feste Einspeisevergütung mehr gezahlt wird.“

Das Handelsblatt beauftragte die Klärung folgender Fragen im Rahmen einer Kurzstudie:

Welchen Einfluss wird

- a) das Aussetzen der EEG-Förderung bei negativen Preisen bereits ab der ersten Stunde mit einem negativen Preis (ausgenommen kleine Anlagen)
- b) die Absenkung der Leistungsschwelle, oberhalb derer eine Direktvermarktung von nach dem EEG-geförderten Anlagen

auf das Auftreten negativer Preise im kurzfristigen Strommarkt haben, und

- c) durch welche (zeitnahe umsetzbare) Maßnahmen könnte die Wirkung ggf. vergrößert werden?

3. Ursachen, Auftreten und Konsequenzen negativer Strompreise im Kurzfristmarkt

Unter Kurzfristmarkt werden typischerweise Handelsgeschäfte mit physischer Erfüllung innerhalb von 2 Tagen oder weniger verstanden. Der liquideste Markt ist dabei die von EPEX Spot durchgeführte Day Ahead Auktion, in deren Rahmen zu einem bestimmten Zeitpunkt eines Tages für jede Stunde des Folgetages Angebot und Nachfrage aufeinander treffen. Obgleich auch vor und nach diesem Zeitpunkt und auch sogar am Liefertag selbst (Intraday) noch Lieferungen für diese Stunden vereinbart werden, dient das Ergebnis der Day Ahead Auktion als wichtigster Indikator für den Kurzfristmarkt und für längerfristige Finanzkontrakte im Terminmarkt als Basiswert (Underlying).

Bereits seit 2010 nehmen die im Rahmen dieser Auktion auftretenden Zeiträume mit negativen Preisen kontinuierlich zu, wobei zuletzt in 2022 aufgrund der hohen Gaspreise ein zwischenzeitlicher Rückgang zu verzeichnen war. In 2024 sind vermehrt und regelmäßig für bestimmte Zeiträume negative Preise zu beobachten, und im ersten Halbjahr traten so viele Stunden mit negativem Preis auf wie in keinem vorherigen Jahr zum gleichen Zeitpunkt. Negative Preise in der Day Ahead Auktion bedeuten, dass Anbieter bereit sind, einen Preis dafür zu bezahlen, dass der Strom vom Käufer abgenommen wird (diese Art von Geschäftsvorfällen ist traditionell vorwiegend in der Entsorgungsbranche üblich). Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind in diesem Zusammenhang mit Abstand die bedeutendsten Anbieter, weil sie gesetzlich dazu verpflichtet sind, einen großen Anteil des nach dem EEG geförderten Stroms zu vorgegebenen, zeitunabhängigen Preisen anzukaufen und diesen Strom wieder abverkaufen müssen. Dabei ist der sich einstellende Marktpreis zu akzeptieren, d.h. auch negative Strompreise. Den Netzbetreibern entstehen in diesem Fall sowohl Kosten aus der gezahlten Einspeisevergütung als auch für den bei der Weiterveräußerung anfallenden negativen Strompreis. Derzeit können alle Betreiber von EE-Anlagen mit einer Leistung bis zu 100 kW eine fixe Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, wobei bedingt durch Regelungen der Vergangenheit auch noch Stromlieferungen aus deutlich größeren Anlagen in dieser Weise vergütet werden. Es ist unmittelbar plausibel und auch zu beobachten, dass immer dann, wenn sich das Aufkommen aus Erneuerbarer Stromerzeugung dem Gesamtverbrauch nähert oder diesen übersteigt, die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten negativer Strompreise deutlich zunimmt. Besonders häufig treten negative Strompreise daher an sonnen- und/oder windreichen Wochenenden wegen des dann regelmäßig niedrigeren Verbrauchs auf. Die folgende Grafik zeigt die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen monatsbezogen und jährlich kumuliert.

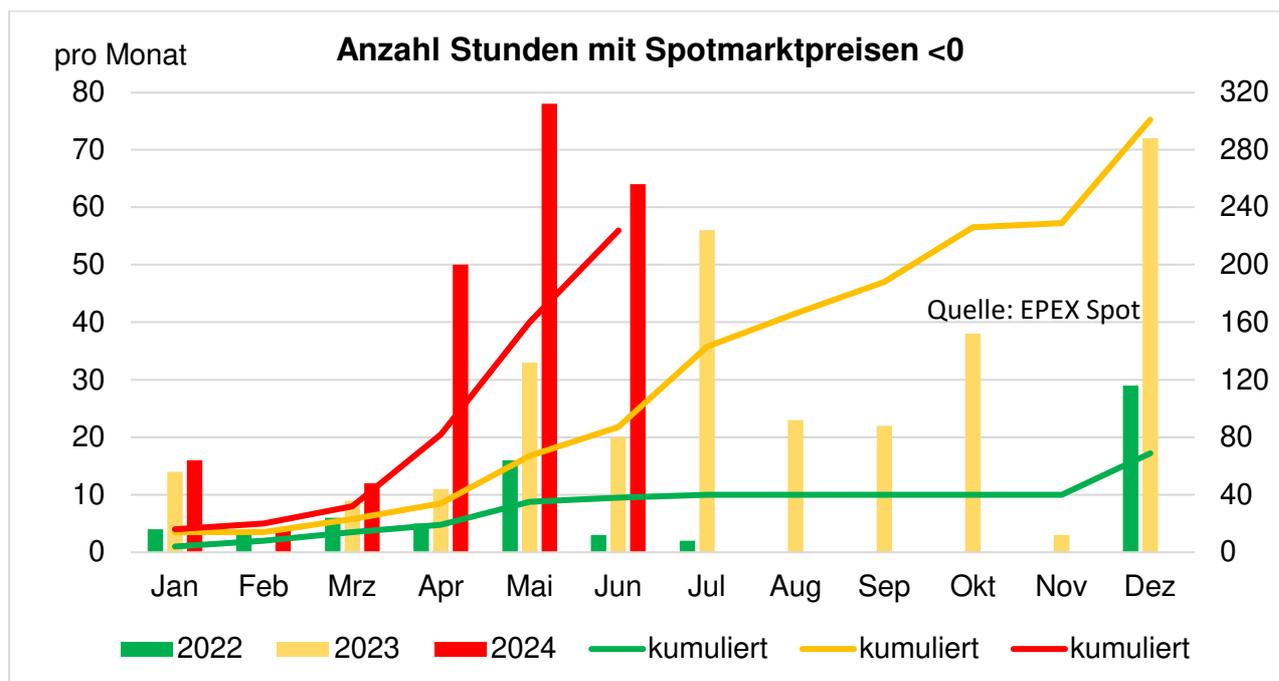


Abb. 1: Anzahl Stunden mit negativem Strompreis 2022 bis Juni 2024

Es ist einerseits der deutliche Anstieg an Stunden mit negativen Preisen von 2022 auf 2023 zu beobachten (69 auf 301), andererseits sind im ersten Halbjahr 2024 doppelt so viele Stunden zu beobachten wie im selben Zeitraum des Vorjahres. Besonders auffällig ist auch, dass die Zunahme in den Sommermonaten besonders ausgeprägt ist, was darauf hindeutet, dass hier die Photovoltaik (PV) eine dominante Rolle spielt.

Die Verluste aus dem Ankauf des Stroms zu festen Vergütungssätzen und dem Verkauf zu niedrigeren oder negativen Preisen gehen in das EEG-Konto ein, das aus dem Bundeshaushalt ausgeglichen wird. Wie im Juni 2024 bekannt wurde, sieht das Finanzministerium in diesem Zusammenhang einen ungeplanten Mehrbedarf an Mitteln für 2024 in Höhe von 8,8 Mrd. Euro, das entspricht einer Steigerung von rd. 80% gegenüber der Planung. Lt. EEG-Konto stiegen die zu deckenden Gesamtkosten im ersten Halbjahr gegenüber Vorjahr von 4,8 auf 8,7 Mrd. an. Ausschlaggebend hierfür war einerseits der fortgesetzte hohe Zubau an Wind-, insbesondere aber PV-Erzeugungskapazität. Ausschlaggebend jedoch auch, dass die unregelmäßige, aber weitgehend zeitgleiche Einspeisung aus diesen beiden Erzeugungsarten in den Stunden mit hohem Aufkommen den Marktpreis besonders stark einbrechen und auch negativ werden lassen. Um die Bedeutung dieses Effekts abschätzen zu können, wurde für jede Stunde das Aufkommen aus Wind und PV mit dem jeweiligen Spotmarktpreis multipliziert und monatsweise addiert (die zeitweise negativen Strompreise wurden dabei mitberücksichtigt). Die hierfür herangezogenen Daten der BNetzA-Plattform SMARD sind zwar mit gewissen Unsicherheiten behaftet, jedoch zur Darstellung einer Tendenz sicher ausreichend genau. Dividiert man anschließend den so gewonnenen monatlichen Marktwert der gesamten Wind- und PV-Erzeugung durch die Erzeugungsmenge erhält man einen guten Anhaltspunkt für den spezifischen Marktpreis, der beim Verkauf von Strom aus diesen beiden Erzeugungsarten realisiert wird (mengengewichteter Durchschnittspreis). In der folgenden Abbildung wird deutlich, dass der spezifische Marktwert der beiden Erzeugungsarten i.d.R. mehr oder weniger deutlich unterhalb des durchschnittlichen Spotmarktpreises liegt, wobei der Effekt bei PV in den Sommermonaten besonders ausgeprägt ist und sich tendenziell verstärkt. So lag im besonders sonnenreichen Mai 2024 der spezifische Marktwert von PV bei weniger als der Hälfte des durchschnittlichen Spotmarktpreises. Ohne Korrekturmaßnahmen wird sich diese Tendenz fortsetzen und aufgrund des sich multiplizierenden Effekts einer immer größeren nach EEG geförderten Strommenge und einem Preisverfall von Strom aus dieser Erzeugung zu einem entsprechend ansteigenden Finanzierungsbedarf aus dem Bundeshaushalt führen.

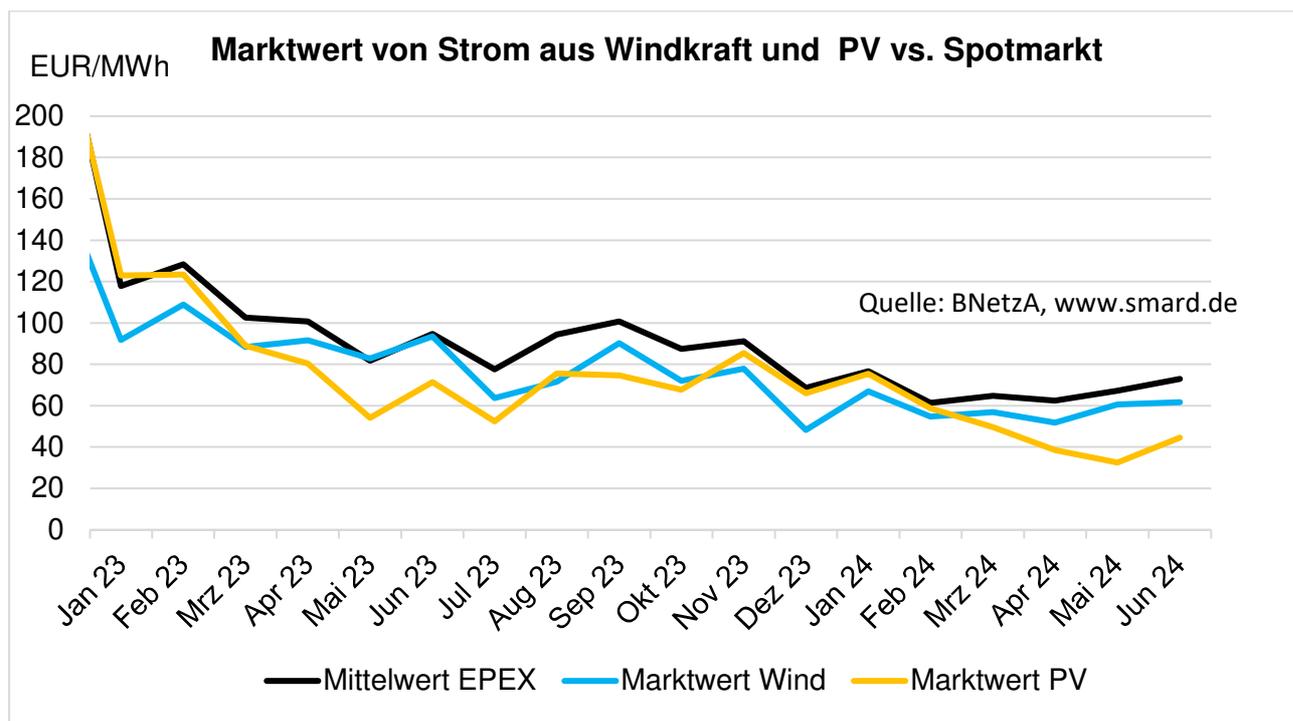


Abb. 2: Vergleich des durchschnittlichen Börsenpreises mit dem Marktwert von Wind und PV

4. Zu erwartende Auswirkungen der Maßnahmen laut Wachstumsinitiative auf den EEG-Finanzierungsbedarf und das Verhalten der EE-Einspeiser

Alle Betreiber von nach dem EEG geförderten Neuanlagen oberhalb einer Leistung von 100 kW müssen derzeit den erzeugten Strom selbst vermarkten und erhalten im Gegenzug eine Marktprämie, die regelmäßig angepasst wird und annähernd der Differenz zwischen dem erzielbaren Marktpreis und einem festgelegten Zielpreis („anzulegender Wert“) entspricht. Anlagenbetreiber unterhalb dieses Schwellwertes können den Strom auf die im vorangegangenen Kapitel beschriebene Weise zu festen Vergütungssätzen ins Netz einspeisen. Bereits heute wird für Anlagen mit wenigstens 400 kW Leistung bei negativen Strompreisen keine Marktprämie ausgezahlt, sofern der Strompreis über einen Zeitraum von 3 Stunden durchgängig negativ ist, wobei gemäß EEG dieser Zeitraum schrittweise bis auf 1 Stunde ab 2027 verkürzt wird. Aus dem Papier der Bundesregierung ist nicht exakt zu entnehmen, ob das Aussetzen der Förderung bei negativen Preisen ab der ersten Stunde bereits ab 2025 nur für den bisherigen Anwendungskreis der Anlagen ab 400 kW greifen soll, oder ob dies künftig für alle Anlagen in der Direktvermarktung gelten soll. Im restriktivsten Fall wäre die Angabe dahingehend zu interpretieren, dass für alle Neuanlagen in der Direktvermarktung (für die eine schrittweise Absenkung der Leistungsgrenze auf 25 kW vorgesehen ist), ab 01.01.2025 in Stunden mit negativem Marktpreis keine Marktprämie mehr bezahlt wird.

Wie die Erfahrung zeigt, ist das Aussetzen der Marktprämie bei negativen Strompreisen ein durchaus wirksames Instrument, das z.B. dazu führt, dass Winderzeugungsanlagen bei negativen Strompreisen die Erzeugung einstellen. Denn durch die Erzeugung würden Kosten in Höhe der negativen Strompreise entstehen. Aus diesem Grund ist auch ein deutlicher Anstieg der Stunden mit einem Strompreis von Null oder geringfügig darüber zu verzeichnen. Die Erfahrung zeigt allerdings auch, dass ein signifikanter Anteil der Erzeugungskapazität trotz ausfallender Marktprämie bei negativen Strompreisen weiter betrieben werden – auf eine Analyse dieses Phänomens wird im Rahmen dieser Kurzstudie verzichtet.

Es ist also zu untersuchen,

- wie sich ein Aussetzen der Marktprämie bereits ab der ersten Stunde mit negativem Strompreis im Vergleich zu einem Aussetzen erst bei 3 Stunden Dauer auswirkt und
- wie sich ein Absenken der Schwelle für die Direktvermarktung auswirkt unter der Annahme, dass ein Aussetzen der Marktprämie für alle künftigen Direktvermarkter greift.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass alle avisierten Maßnahmen nur für Neuanlagen greifen sollen, d.h. der zum Zeitpunkt der Gesetzesänderung herrschende Finanzierungsbedarf für die Förderung nach dem EEG wird dadurch ceteris paribus nicht geringer. Es kann allenfalls das Tempo des weiteren Anstieg gebremst werden.

4.1 Auswirkungen eines Entfalls der Marktprämie ab der ersten Stunde

Eine Abschätzung der Auswirkungen dieser Maßnahme ist vergleichsweise trivial, geht es doch lediglich um die Frage, wie häufig negative Strompreise über weniger als 3 Stunden zu verzeichnen sind. Im Zuge der ansteigenden Gesamtzahl an Stunden mit negativem Preis hat sich – wenig überraschend – auch die Dauer der „Negativphasen“ verlängert. Dies liegt einfach daran, dass mit dem deutlichen Zubau an Kapazität in Phasen mit hohem Dargebot und geringem Verbrauch über längere Zeiträume die EE-Erzeugung den Verbrauch übersteigt, was wiederum regelmäßig zu negativen Strompreisen führt. Im nachfolgenden Histogramm ist für das erste Halbjahr 2024 dargestellt, wie sich die insgesamt 224 Stunden mit negativem Strompreis auf Phasen zusammenhängender Stunden verteilen:

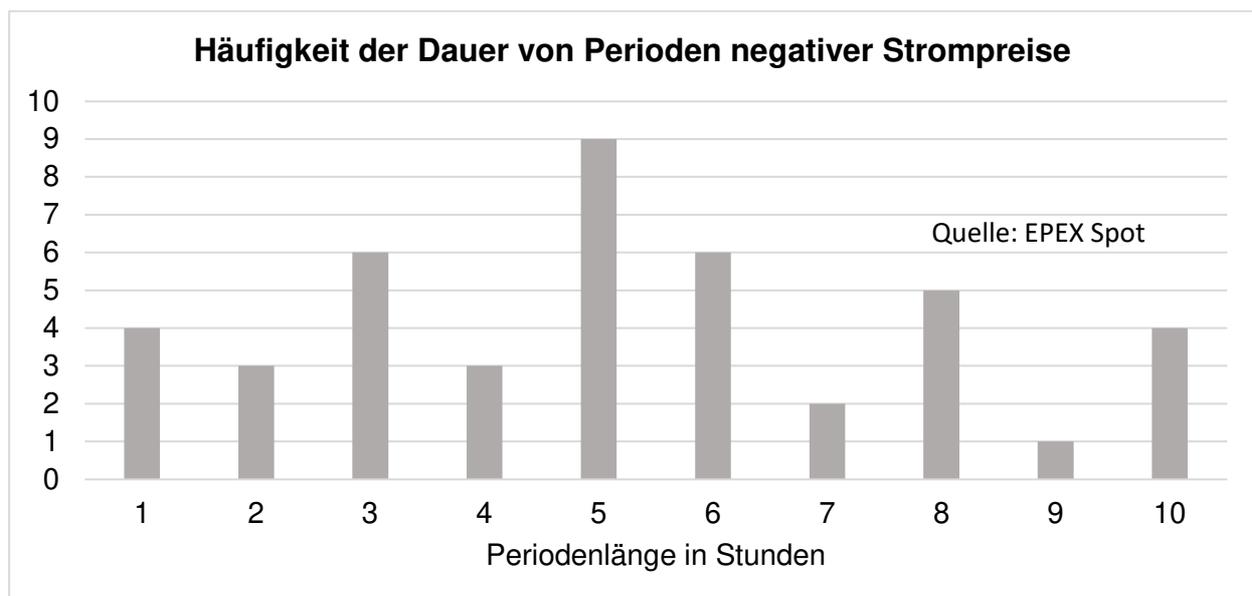


Abb. 3: Häufigkeit von Perioden einer bestimmten Dauer mit durchgängig negativem Strompreis

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass viermal der Fall auftrat, wo ein negativer Preis nur über eine Stunde anhielt und dreimal während genau 2 aufeinanderfolgenden Stunden ein negativer Preis zu verzeichnen war. Ein Aufheben der aktuell geltenden Restriktion, wonach erst bei einem negativen Strompreis über einem Zeitraum von wenigstens 3 Stunden keine Marktprämie mehr gezahlt wird, würde also nur dazu führen, dass 10 Stunden zusätzlich (von insgesamt 224 Stunden) betroffen wären. Die Wirkung der Maßnahme dürfte sich daher im Bereich der statistischen Unschärfe bewegen. Im gesamten Jahr 2023 war dieselbe Anzahl an Stunden wie im ersten Halbjahr 2024 zu verzeichnen - die Relevanz der geplanten Maßnahme dürfte also mit fortschreitendem Zubau kaum größer werden.

4.2 Auswirkungen eines Entfalls der Marktprämie bei einem Teil der Anlagen unterhalb von 400 kW

Derzeit sind 4 bedeutsame Leistungsklassen im EEG definiert, die darüber entscheiden, nach welchem Prinzip eine Förderung erfolgt und welche Anforderungen (ggf. zeitverzögert) an eine Anlage gestellt werden:

- Für Anlagen mit mehr als 7 kW Leistung muss sichergestellt werden, dass jederzeit die Einspeiseleistung abgerufen werden kann.
- Anlagen mit mehr als 25 kW müssen darüber hinaus in ihrer Einspeiseleistung vom Netzbetreiber (ab-)geregelt werden können.
- Anlagen mit mehr als 100 kW Leistung können keine pauschale Einspeisevergütung mehr in Anspruch nehmen, sondern müssen ihren Strom vermarkten (lassen) und haben ggf. Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie.
- Für Anlagen ab 400 kW entfällt bei negativen Preisen (sofern diese über wenigstens 3 Stunden anhalten) bereits derzeit die Zahlung der Marktprämie.

Wie bereits eingangs erwähnt bleibt unklar, ob die Bundesregierung plant, lediglich für die heute bereits von einem Aussetzen der Marktprämie bei negativen Preisen betroffenen Anlagen ab 400 kW die Mindestdauer auf eine Stunde herunterzusetzen, oder ob parallel zu einem Absenken der Direktvermarktungsgrenze auch bei negativen Marktpreisen keine Vergütung/Marktprämie mehr gezahlt werden soll.

Da Wind und PV im 1. Halbjahr 2024 mit Abstand den größten Anteil zum Zuwachs der EE-Stromerzeugung beitrugen und der Anteil neu installierter Windenergieanlagen bis 400 kW Leistung bei weniger als 1% lag, wurde entsprechend den o.g. Leistungsklassen nur für PV untersucht, in welchem Umfang sich eine Absenkung der Leistungsgrenze für den Entfall der Marktprämie auf die jeweiligen Leistungsklassen auswirken würde. Zu diesem Zweck wurde zunächst analysiert, in welchem Umfang die einzelnen Leistungsklassen tatsächlich zum gesamten PV-Leistungszubau in den einzelnen Monaten des 1. Halbjahres 2024 beigetragen haben. Als Datenquelle wurde das Marktstammdatenregister in der auf der Webseite der BNetzA verfügbaren Aggregation herangezogen. Als grober Richtwert für die Balkonanlagen wurden Anlagen mit weniger als 1 kW Leistung in einer weiteren Klasse zusammengefasst. Es sei angemerkt, dass die dort abrufbaren Werte aufgrund kontinuierlicher Korrekturen am Datenbestand gewissen Schwankungen unterworfen sind, was jedoch auf die nachfolgend dargestellten Werte keinen relevanten Einfluss hat.

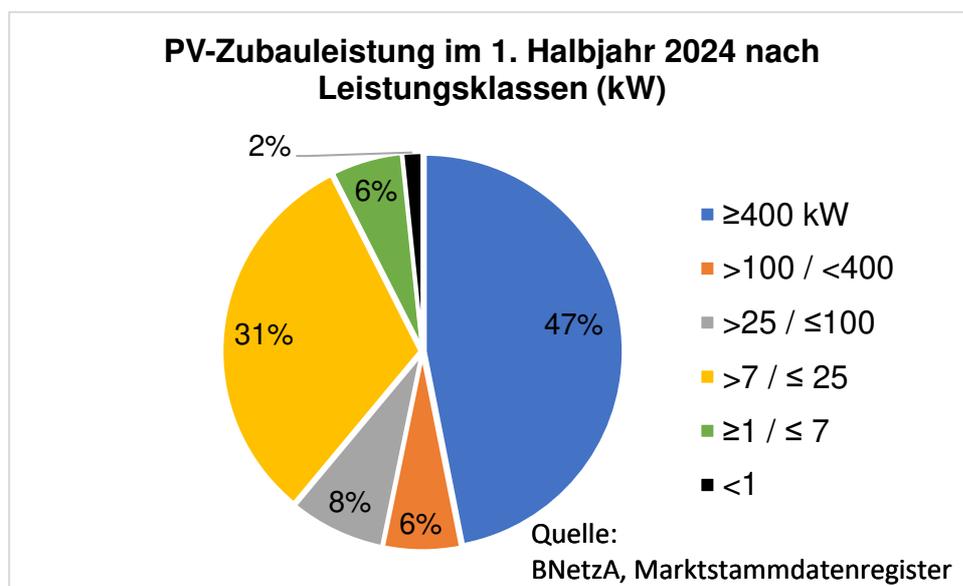


Abb. 4: Aufteilung des PV-Zubaus im 1. Halbjahr 2024 auf Leistungsklassen

Von den 7,9 GW an Netto-Zubau im ersten Halbjahr 2024 entfielen demnach 3,7 GW auf Anlagen ab 400 kW Leistung, die bereits heute von einer Absenkung der Marktprämie auf „Null“ bei negativen Preisen betroffen sind, das entspricht rd. 47%.

Sofern die aktuell nur diese Anlagen betreffende Regelung künftig auf alle derzeit eine Marktprämie in Anspruch nehmende Anlagen ausgedehnt würde, wäre der in der Grafik orange dargestellte Leistungsanteil der Anlagen oberhalb 100 kW zusätzlich betroffen.

Eine weitere Absenkung bis auf 25 kW (Anlagen oberhalb dieses Grenzwertes sollen gem. der Absicht der Bundesregierung künftig ebenfalls zur Direktvermarktung verpflichtet werden) würde weitere ca. 8% betreffen.

Von deutlich größerer Relevanz ist der Beitrag von Anlagen zwischen 7 und 25 kW Leistung, für die lt. Absicht der Bundesregierung auch künftig eine zeitunabhängige Einspeisevergütung gezahlt werden soll: Er liegt bei fast einem Drittel des gesamten Zubaus.

Um ggf. vorhandene Tendenzen bei der Verteilung des Zubaus auf die Leistungsklassen wurde auch die Entwicklung auf Monatsbasis analysiert. Zur Berechnung des Zubaus wurde jeweils die insgesamt am Ende eines Monats installierte PV-Kapazität einer bestimmten Leistungsklasse mit der am Ende des Vormonats verglichen. In der nachfolgenden Grafik stehen die einzelnen Säulenabschnitte für den monatlichen Zubau der einzelnen Leistungsklassen in GW (linke Ordinate), ihr prozentualer Anteil am Gesamtzuwachs jeweils als gleichfarbige Linie in % (rechte Ordinate). Offensichtlich verlief der Beitrag der einzelnen Leistungsklassen zum Gesamtzubau über die Monate relativ gleichförmig, der Anteil der offensichtlich besonders wichtigen Leistungsklasse zwischen 7 und 25 kW lag in jedem Monat oberhalb von 30%.

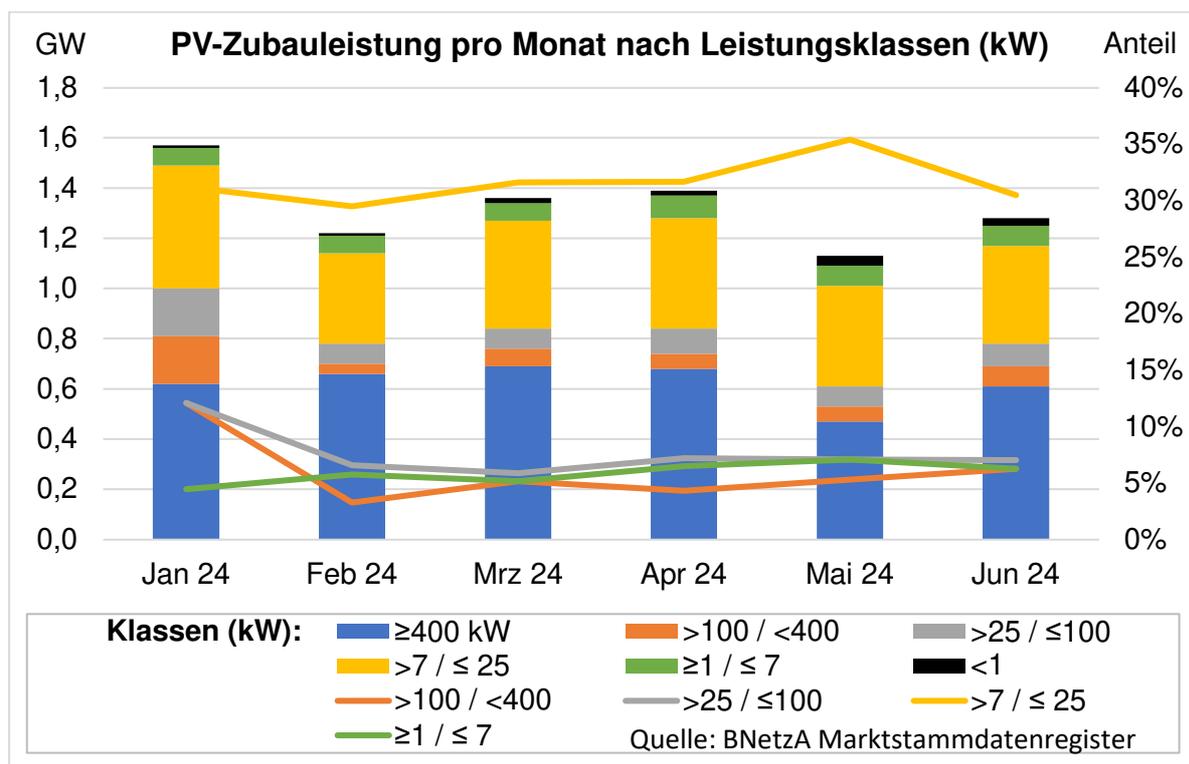


Abb. 5: Aufteilung des Zubaus an PV auf verschiedene Leistungsklassen

Es bleibt also festzuhalten, dass eine Absenkung der Leistungsgrenze für das Aussetzen der Marktprämie/Vergütung auf 25 kW dazu führen würde, dass nur etwa 14% des Zubaus diesem zusätzlichen Disincentive ausgesetzt wäre. Der deutlich größere Leistungszubau von 39% im Bereich der Anlagen bis zu 25 kW würde weiterhin unbeeinflusst auch bei negativen Preisen einspeisen. Das entspräche bei einem Gesamtzubau um 16 GW p.a. in etwa 6 GW zusätzlicher „ungebremster“ Einspeisung mit Einspeisevergütung in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung – mit den bereits dargestellten Auswirkungen auf das EEG-Konto.

Im Papier der Bundesregierung ist nur pauschal von einem Aussetzen der Förderung („ausgenommen Kleinanlagen“) die Rede, d.h. es wird nicht nach Marktprämie und Einspeisevergütung differenziert. Ein Aussetzen der Einspeisevergütung für die Anlagen zwischen 7 und 25 kW wäre grundsätzlich möglich, weil für diese Gruppe künftig die Einspeiseleistung abrufbar sein muss. Dadurch würde ein Anteil von fast einem Drittel des Leistungszubaus zusätzlich betroffen und erhielte künftig während negativen Strompreisen keine Einspeisevergütung mehr, was die Mehrbelastung des EEG-Kontos - grob abgeschätzt - um bis zu 500 Mio. EUR jährlich reduzieren könnte.

Es wäre allerdings nicht davon auszugehen, dass der Entfall der Einspeisevergütung alleine eine nennenswerte Verhaltensänderung bei den Anlagenbetreibern veranlassen würde, da die Stromerzeugung für sie nicht mit Kosten verbunden ist. Sie hätten also den temporären Ausfall der Einspeisevergütung zu verkraften, würden jedoch keinen Verlust dadurch erleiden, dass der von ihnen eingespeiste Strom zu negativen Preisen verkauft werden muss. Es würde für den Anlagenbetreiber monetär also keine Rolle spielen, ob der Strompreis bei minus 1 EUR/MWh oder minus 100 EUR/MWh liegt. Um in dieser sehr relevanten Gruppe von PV-Anlagenbetreibern eine Verhaltensänderung zu bewirken, müsste die Einspeisung bei negativem Strompreis entweder technisch unterbunden werden, indem die installierten Smart Meter (analog zu der Leistungsgruppe ab 25 kW) mit einer entsprechenden Schaltfunktion ausgestattet werden, oder die Betreiber müssen bei Einspeisung trotz negativem Strompreis in angemessener Weise mit den dadurch entstehenden Kosten belastet werden. Von beiden Maßnahmen würde ein deutlicher Anreiz ausgehen, die Einspeisung in solchen Zeiten zu unterlassen und verstärkt in anderweitige Verwendungsmöglichkeiten für den „überschüssigen“ Strom zu investieren, beispielsweise in stationäre Batterien, strombetriebene Heißwasserspeicher oder Ladegeräte für Elektrofahrzeuge.

Eine ganz entscheidende Voraussetzung für die Möglichkeit, diese Maßnahmen überhaupt umzusetzen, besteht in der Installation von Smart Metern mit Beginn der Einspeisung. Dies erfordert eine entsprechende Priorisierung bei den Verteilnetzbetreibern dahingehend, dass die Installation von Smart Metern für einspeisende Anlagen Vorrang vor reinen Verbrauchern genießt.