

Stellungnahme des Öko-Instituts zur Vergütung von PV-Dachanlagen im Referentenentwurf des EEG 2023

David Ritter und Dr. Markus Haller

Im Referentenentwurf zum EEG 2023 werden grundlegende Anpassungen für das Vergütungsregime für PV-Dachanlagen vorgeschlagen. Nach unserer Einschätzung reichen diese jedoch noch nicht aus, um die angestrebten Zubauraten realisieren zu können. Neben der Notwendigkeit zur Dekarbonisierung zeigt aktuell der Krieg in der Ukraine in dramatischer Weise auf, dass eine lokale erneuerbare Stromerzeugung als Garant für Versorgungssicherheit benötigt wird. Um einen klaren Impuls für eine Zubausteigerung zu setzen, empfehlen wir, die Vergütungssätze kurzfristig deutlich anzuheben.

Unsere Einschätzung auf einen Blick:

1. Wir begrüßen die Einführung eines Vergütungsmodells für PV-Anlagen mit ausschließlicher Einspeisung in das Stromnetz.
2. Die Vereinfachung des Mechanismus zur Degression der Vergütungssätze und die Begrenzung der Degression auf 1% pro Jahr ist ein Schritt in die richtige Richtung.
3. Wir empfehlen allerdings die Einführung eines Mechanismus, mit dem bei Unterschreiten der Zubauziele die Vergütungssätze automatisch angehoben werden können („atmende Hebebühne“).
4. Insgesamt erscheinen die Maßnahmen, mit denen die Attraktivität von PV-Neubau gesteigert werden soll, nicht ausreichend, um die dringend notwendige schnelle Steigerung der Zubauraten anzureizen. Hierfür empfehlen wir eine deutliche einmalige Anhebung der PV-Vergütungssätze um mindestens 2 ct/kWh.
5. Eine solche einmalige Anhebung der Vergütungssätze würde zu einem überschaubaren finanziellen Mehraufwand von 1,2 Mrd. € im Zeitraum 2023-2026 führen.

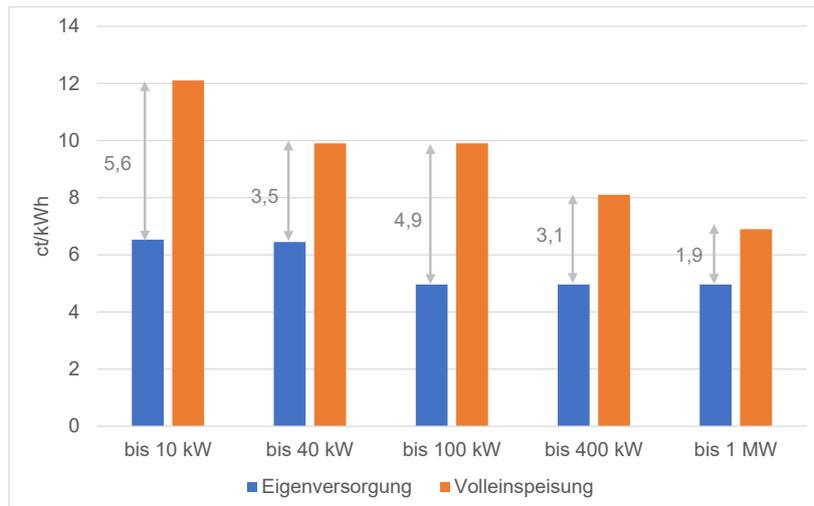
1 Höhere Vergütungssätze für PV-Anlagen mit Volleinspeisung

Wir begrüßen die Einführung eines Volleinspeisemodells. Wie wir bereits in unserer [Studie](#) für das UBA dargestellt haben, ist unsere Einschätzung, dass dies aus zwei Gründen den Zubau signifikant steigern kann. Zum einen können so Dachflächen auf Gebäuden adressiert werden, auf denen Eigenverbrauch nur mit erheblichem Aufwand oder teils auch gar nicht realisiert werden kann. Hier bietet der Volleinspeisetarif auch eine adäquate Ergänzung zum Mieterstrommodell, um Dachflächen auf vermieteten Gebäuden unkompliziert erschließen zu können. Zum anderen setzt die wirtschaftliche Besserstellung der Volleinspeisung unserer Einschätzung nach einen wichtigen Anreiz, um bei der Auslegung von Anlagen die zur Verfügung stehende Dachfläche maximal zu nutzen. In den letzten Jahren entwickelten sich Eigenversorgung und Bestrebungen nach Autarkie als Hauptmotivation zur Installation einer PV-Dachanlage, insbesondere im Wohngebäudebereich. Dies führte dazu, dass Anlagen so dimensioniert wurden, dass ein möglichst großer Teil des erzeugten Stroms selbst verbraucht werden kann. In vielen Fällen wurde daher die verfügbare Installationsfläche nicht vollständig genutzt. Hier bedarf es wieder eines Umdenkens weg vom eigenen Haus als abgeschlossener Stromkosmos hin zu einer gemeinsamen Bemühung, das gesamte Stromsystem so schnell wie möglich zu dekarbonisieren.

2 Leistungskategorien für die anzulegenden Werte von PV-Anlagen

In Abbildung 2-1 sind die im Gesetzesentwurf definierten Festvergütungssätze für das Jahr 2022 dargestellt. Für Anlagen mit und ohne Eigenversorgung kommen unterschiedliche Leistungskategorien zur Anwendung. Dies führt zu unterschiedlich großen Aufschlägen für die Volleinspeise-Anlagen bei den Grenzwerten 10, 40 und 100 kW. Die Motivation für diese Differenzierung hat sich uns nicht erschlossen. Falls hierfür keine triftigen Gründe vorliegen, sollte hier eine Anpassung geprüft werden, um eine Vereinheitlichung zu erreichen und spätere Fallstricke zu vermeiden. Auf die Vergütungshöhen gehen wir in Kapitel 3 ein.

Abbildung 2-1: Festvergütungen nach Referentenentwurf EEG 2023 §48



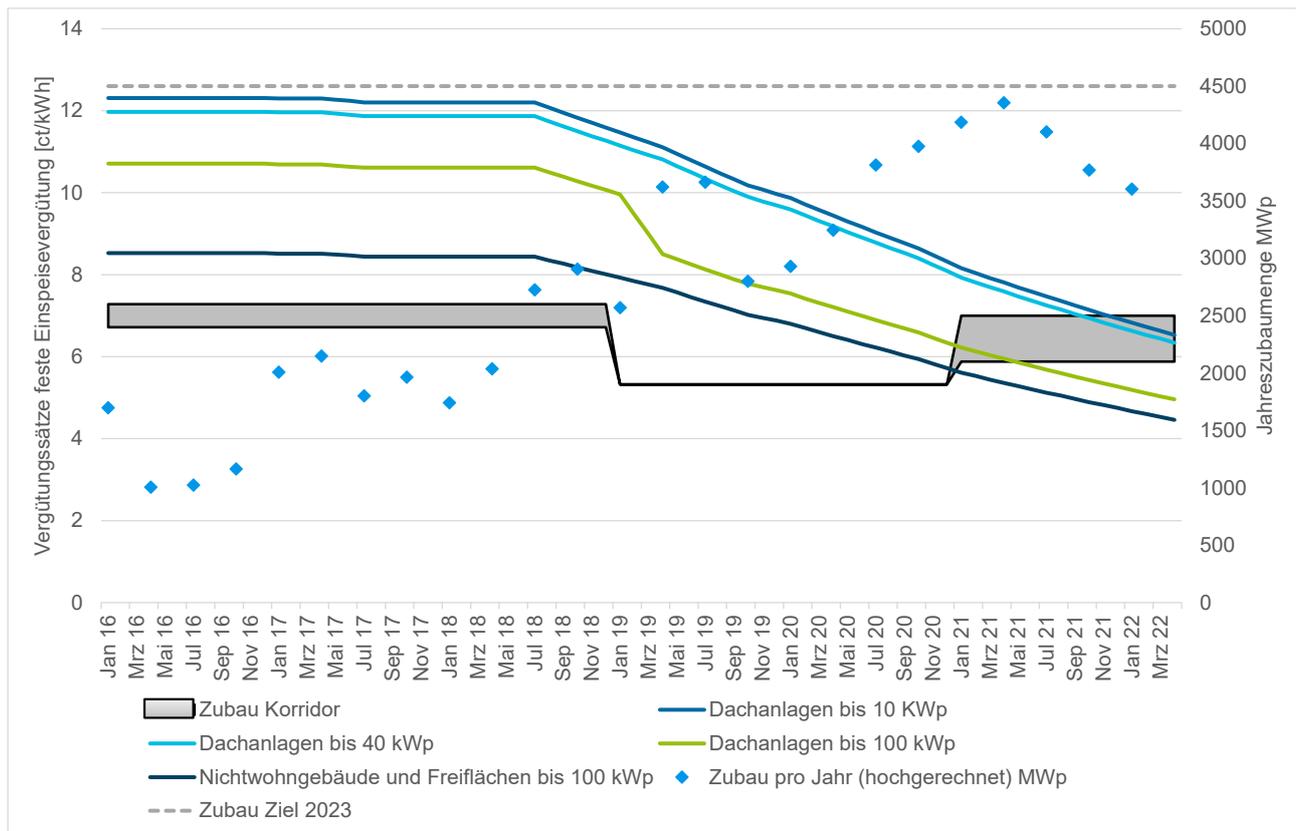
Quelle: eigene Darstellung basierend auf Referentenentwurf EEG 2023

3 Einschätzung zur Höhe der PV-Vergütungssätze

Nach dem Preismonitor des BSW für das erste Quartal 2022 liegen die Systempreise für PV-Anlagen aktuell wieder auf dem Niveau von Anfang 2017 und damit ca. 15% über dem bisher niedrigsten Wert im ersten Quartal 2020. Gleichzeitig wurden die Vergütungssätze seit Anfang 2017 fast halbiert (siehe Abbildung 3-1). Der Referentenentwurf sieht vor, die Vergütungssätze für Eigenversorgungsanlagen für das Jahr 2022 auf dem Niveau vom April 2022 zu fixieren und ab dem nächsten Jahr halbjährlich um 1% abzusenken¹. In Abbildung 3-1 sind neben den Vergütungssätzen und den Zubau-Korridoren auch die auf Jahreswerte hochgerechnete Zubauwerte im Nicht-Ausschreibungssegment dargestellt. Während der hochgerechnete Zubau für April 2021 (basierend auf dem vorangegangenen Halbjahr) in etwa auf dem Zielwert für das nächste Jahr lag, gingen die Zubauwerte seither deutlich zurück und liegen nun um 17% niedriger. **Diese Zahlen weisen darauf hin, dass selbst bei einem Einfrieren der Vergütungssätze auf dem Niveau von April 2022 keine deutliche Zunahme der Zubauraten zu erwarten ist, so dass die Zubauziele voraussichtlich nicht erreicht werden können.**

¹ Unsere Einschätzung zum Degressionsansatz finden Sie in Kapitel 5.

Abbildung 3-1: Entwicklung der Vergütungssätze und des Zubaus



Quelle: eigene Darstellung basierend auf BNetzA

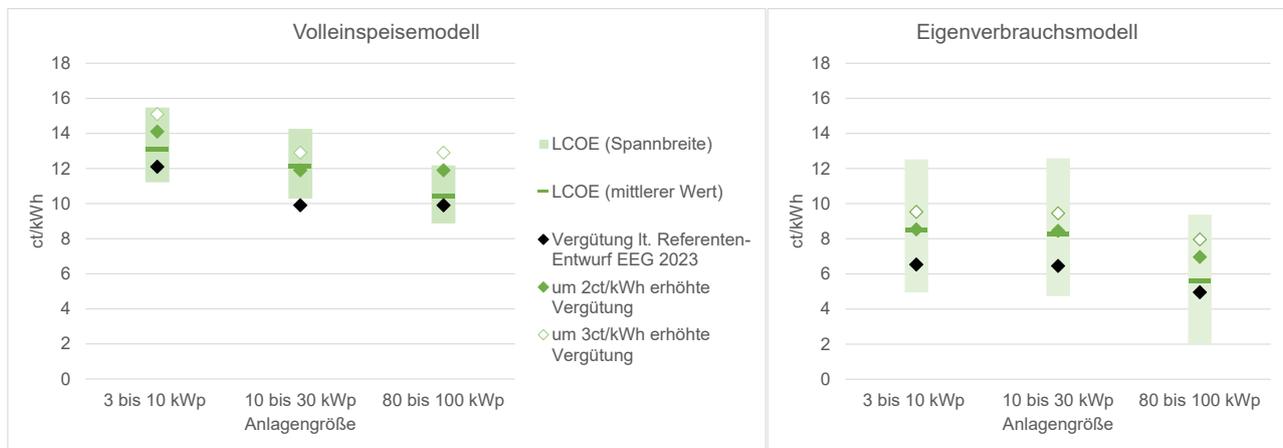
In Abbildung 3-2 sind die im Gesetzesentwurf geplanten Vergütungssätze den Stromgestehungskosten verschiedener PV-Anlantentypen gegenübergestellt.² Es ist zu erkennen, dass die geplanten Vergütungssätze die Wirtschaftlichkeit der Anlagen nur bei sehr günstigen Rahmenbedingungen gewährleisten können. Für alle Anlantentypen ist der Vergütungssatz niedriger als für mittlere Stromgestehungskosten.

Wir empfehlen daher eine einmalige Anhebung der Vergütungssätze für alle Vergütungskategorien um mindestens 2 ct/kWh. Dies würde dazu führen, dass die Vergütungssätze für alle Vergütungskategorien oberhalb der mittleren Stromgestehungskosten liegen. Diese einfache Maßnahme würde einen klaren Impuls setzen, der geeignet wäre, zusätzliche Investitionen schnell anzureizen.

Die Auswirkungen der pauschalen Anhebung der Vergütungssätze für alle Vergütungskategorien um 2 ct/kWh bzw. um 3 ct/kWh sind ebenfalls in Abbildung 3-2 dargestellt. Die Wirtschaftlichkeit stellt sich bei großen Anlagen am besten dar. Hier wäre eine Differenzierung des Aufschlags nach Vergütungskategorien oder eine Anpassung der Kategorien denkbar. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass größere Anlagen in der Regel von gewerblichen Investoren mit tendenziell höheren Renditeerwartungen betrieben werden.

² Die Spannweite bei den Stromgestehungskosten resultiert aus unterschiedlichen Annahmen bezüglich Kosten, Ertrag und Renditeerwartungen, sowie, im Fall von Eigenverbrauchsmodellen, der Strompreisentwicklung. Die unterstellten Annahmen sind im Anhang aufgeführt.

Abbildung 3-2: Stromgestehungskosten für Volleinspeiseanlagen (links) und Eigenverbrauchsanlagen (rechts; exklusive Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch)

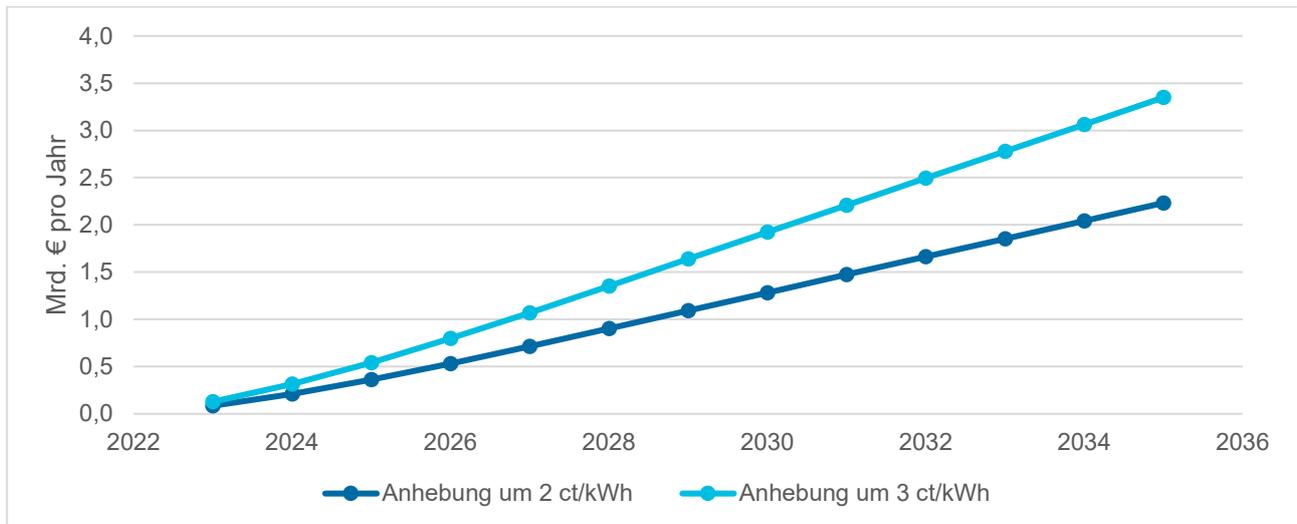


Quelle: eigene Berechnung basierend auf Referentenentwurf EEG2023 und Annahmen siehe Anhang

Eine Erhöhung der Vergütungssätze führt zu einem erhöhten Förderbedarf. Dieser ist angesichts der ohnehin niedrigen Vergütungssätze für Neuanlagen jedoch überschaubar (siehe Abbildung 4-1). Eine Anhebung der Vergütungssätze für alle nicht ausschreibungspflichtigen PV-Anlagen um 2-3 ct/kWh führt im Zeitraum 2023-2026 zu einem zusätzlichen Förderbedarf von 1,2-1,8 Mrd. €³. Dieser Wert ist zwar größer als der im Referentenentwurf genannte (sehr niedrige) Finanzierungsbedarf von 0,6 Mrd. € für PV-Neubau im selben Zeitraum. Gleichwohl ist er sehr überschaubar gegenüber den an derselben Stelle bezifferten Kosten von 59,9 Mrd. € für die Förderung von EEG-Bestandsanlagen und erscheint angemessen angesichts der enormen Bedeutung des schnellen Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung.

³ Im Zeitraum 2023-2035 beträgt der zusätzliche Förderbedarf 14,4-21,7 Mrd.€. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Belastung von 1,1-1,7 Mrd.€.

Abbildung 4-3: Zusätzliche jährliche Kosten durch Anhebung der Vergütungssätze für nicht ausschreibungspflichtige PV-Anlagen



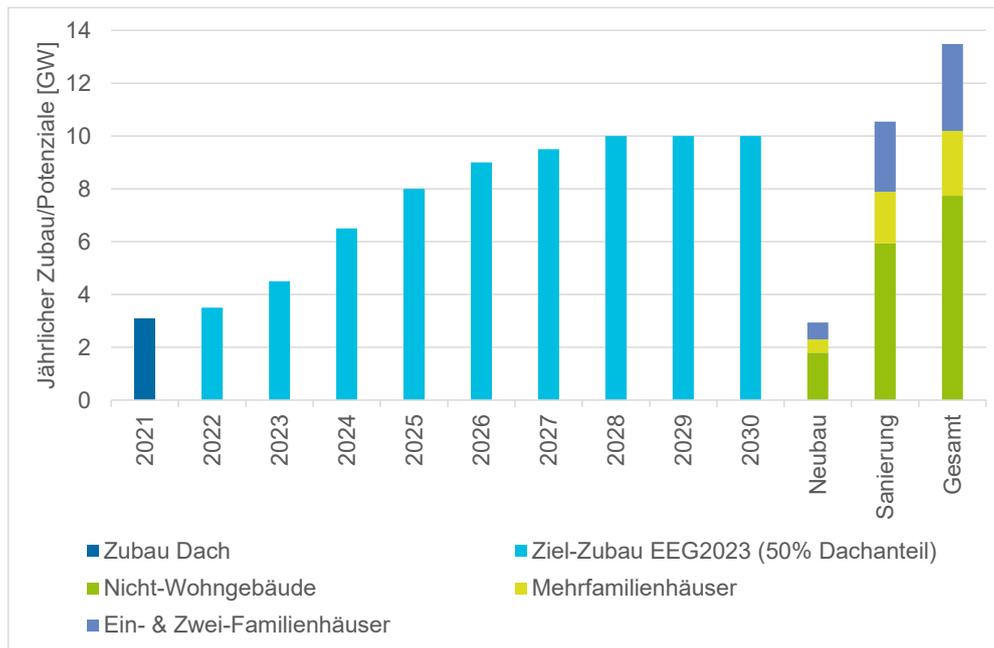
Quelle: Eigene Berechnungen

4 Abschätzung zur Wirkung einer PV-Pflicht

Das zweite zentrale Instrument, um den Ausbau der Photovoltaik auf Dachanlagen zu steigern, ist die Verpflichtung zum Bau einer Anlage, zum Beispiel wenn ein Gebäude neu gebaut wird oder wenn ein Dach in größerem Umfang saniert wird. Die PV-Pflicht ist kein Bestandteil des EEG 2023, sondern soll in der anstehenden Novellierung des GEG geregelt werden. Bei der Ausgestaltung der Vergütungssätze ist jedoch eine Einschätzung zur Wirkmächtigkeit einer PV-Pflicht und deren Wechselwirkungen mit den Vergütungssätzen hilfreich. In Abbildung 5-1 ist eine Abschätzung für das Potenzial einer PV-Pflicht mit unterschiedlichen Ausprägungen den jährlichen Zielzubauten gegenübergestellt, wie sie im EEG 2023 festgelegt werden sollen.⁴

⁴ Es ist zu berücksichtigen, dass für die Potenzialabschätzung Annahmen getroffen werden mussten, die mit Unsicherheiten verbunden sind. Bei der Abschätzung der Potenziale wurde z.B. angenommen, dass sich die aktuell typischen Anlagengrößen auch bei einer verpflichtenden Installation fortsetzen. Weitere zugrunde gelegte Annahmen sind im Anhang dargestellt.

Abbildung 5-1: Vergleich Zielzubau für Dachanlagen und Abschätzung für Potenzial einer PV-Pflicht



Quelle: Referentenentwurf EEG2023 und eigene Berechnung (Details siehe Anhang)

Im Koalitionsvertrag wurde zunächst nur eine Solarpflicht⁵ für gewerbliche Neubauten vereinbart. Das hierfür berechnete Potenzial liegt mit 1,8 GW bei 40% des Zielzubaus von 2023 und bei 18% ab 2028. Würden auch Neubauten von Mehrfamilienhäusern in der Pflicht aufgenommen, könnte das Potenzial um ca. 30% erhöht werden und bei einer Berücksichtigung aller Wohngebäude um ca. 75%. Ein Vergleich mit dem Zielzubau für das Jahr 2023 zeigt, dass auch wenn alle Neubauten mit PV-Anlagen belegt würden, der angestrebte Zubau noch nicht erreicht würde. Die mit Abstand größte Wirkung kann bei einer Adressierung von grundlegenden Dachsanierungen erreicht werden. Hierdurch würde das Potenzial bei Nichtwohngebäude auf das Vierfache und bei Wohngebäude auf das Fünffache gesteigert werden. Es zeigt sich also, dass eine PV-Pflicht einen erheblichen Zubau generieren kann, dies jedoch stark von der Ausgestaltung abhängig ist, und eine Ausweitung auf Sanierungen die Wirksamkeit dieses Instruments erheblich verbessern kann. Entsprechend der gestaffelten Steigerung des Ziel-Zubaus, wäre auch eine schrittweise Ausweitung der berücksichtigten Gebäudetypen in der Solarpflicht denkbar.

Es ist zu erwarten, dass eine PV-Pflicht auf Bundesebene erst ab Anfang 2023 wirksam wird. Dies bedeutet, dass die bereits für das aktuelle Jahr im Vergleich zum letzten Jahr vorgesehene Zubausteigerung in erster Linie durch eine Attraktivitätssteigerung bei den Vergütungssätzen erreicht werden muss⁶. Auch für die darauffolgenden Jahre muss die Lücke zwischen Zielzubau und verpflichtendem Zubau durch eine ausreichend attraktive Wirtschaftlichkeit gedeckt werden.⁷ Insbesondere im gewerblichen Bereich werden relativ hohe Erwartungen an Renditen gestellt, die durch ausreichend hohe Vergütungssätze erfüllt werden müssten. Es wäre zu prüfen inwiefern bei einem

⁵ In dieser Stellungnahme fokussieren wir auf eine Verpflichtung zur Installation von PV-Anlagen ohne Berücksichtigung von Solarthermie-Anlagen.

⁶ In verschiedenen Bundesländern greifen zwischenzeitlich PV-Pflichten, die eine gewisse zusätzliche Zubausteigerung generieren können.

⁷ Wobei diese Lücke ex-ante schwierig zu quantifizieren ist, da sich nicht trennscharf ermitteln lässt welche durch eine Pflicht angereizten PV-Anlagen sowieso gebaut worden wären.

ordnungsrechtlichen Ansatz, über eine PV-Pflicht, geringere Renditen angesetzt werden können, sodass dieser kostensenkend wirken kann.

5 Degressionsansatz

Gegenüber der aktuellen EEG-Fassung wurde das Verfahren zur automatischen Absenkung der Vergütungssätze sehr stark vereinfacht und soll ausschließlich aus einer Basisdegression von 1% je Halbjahr bestehen. Es ist sinnvoll, dass die Basisdegression im Vergleich zum aktuellen EEG gemindert wurde und somit dem Kostenrückgang entspricht, wie er vor dem Anstieg der Anlagenpreise zu beobachten war. Auch begrüßen wir, dass die Degression für das aktuelle Jahr ausgesetzt wurde, um keinen weiteren Druck auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auszuüben. Wir sehen bei den einerseits stark zurück gegangenen jährlichen Kostenminderungen von PV-Anlagen und der andererseits sehr hohen Dringlichkeit für einen zügigen EE-Ausbau eine zu vernachlässigende Gefahr, dass Zubau früher als geplant erfolgt und dadurch höhere Kosten im Transformationsprozess generiert würden. Aus dieser Sicht bedarf es also keiner Degressionssteigerung bei einer Überschreitung des Zielzubaues.

Jedoch stellt sich die Frage, wie bei einer Unterschreitung des Zielzubaues schnell und unkompliziert gegengesteuert werden kann. Im Referentenentwurf konnten wir dafür keinen Ansatz finden. Es sollte in diesem Fall zumindest die Degression zeitweise ausgesetzt werden. Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob ein Mechanismus implementiert werden kann, der im Fall einer Unterschreitung der Zubauziele zu einer automatisierten Anhebung der Vergütungssätze führt. In [UBA 2021](#) haben wir für diesen Zweck das Konzept der atmenden Hebebühne entwickelt. Angesichts der hohen Dringlichkeit des Erreichens der ambitionierten Zubauziele erscheint es zielführender, den gut eingespielten Prozess der quartalsweisen Überprüfung der Zubauraten durch die Bundesnetzagentur beizubehalten, als in regelmäßigen und aufwändigen politischen Prozessen die Vergütungssätze manuell anzupassen.

Gleichzeitig ist aber auch zu berücksichtigen, dass das Augenmerk auf eine kurzfristige einmalige Anhebung der Vergütungssätze, wie in Kapitel 3 beschrieben, gelegt werden sollte. Nur hierdurch kann ein effektiver und dringend notwendiger Impuls zur schnellen Steigerung der Zubauraten gesetzt werden. Schrittweise, halb- oder vierteljährliche Anpassungen der Vergütungssätze durch eine Aussetzung der Degression oder eine Anhebung benötigen viel Zeit, um eine Wirkung entfalten können, was in der aktuellen Lage nicht zielführend ist. Auch kann durch solch ein Vorgehen ein Attentismus generiert werden, sodass Anlagen zunächst nicht gebaut werden und erst auf ein besseres regulatorisches Umfeld gewartet wird. Daher ist unsere klare Empfehlung, die Vergütungssätze zunächst einmalig signifikant anzuheben und im Nachgang für den eher unwahrscheinlichen Fall, dass die gewünschten Zubauraten signifikant überschritten werden, schrittweise wieder abzusenken.

6 Veröffentlichung der Gesetzesentwürfs ohne Synopse

Im Koalitionsvertrag wurde festgehalten, dass Gesetzesentwürfen der Bundesregierung künftig eine Synopse beigelegt wird, „die die aktuelle Rechtslage der geplanten Änderung gegenüberstellt“. Wir bedauern ausdrücklich, dass dies im Fall des Referentenentwurfs nicht geschehen ist. Eine Synopse würde die Transparenz des Gesetzgebungsverfahrens erheblich verbessern und den Prozess der Stellungnahme deutlich vereinfachen.

Anhang: Input-Parameter und Annahmen

Annahmen für die Berechnung der Stromgestehungskosten

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden die in [UBA 2021](#) beschriebenen Annahmen zugrunde gelegt. Für die Anlagenpreise wurden die aktuellen mittleren Werte des BSW Preismonitors für das erste Quartal 2022 verwendet. Entsprechend [ZSW 2019](#) wurde für die Anlagenpreise eine Bandbreite von +7% und -7% angesetzt. Für die EEG-Umlage wurde eine Absenkung auf 0 ct/kWh zum Sommer 2022 angesetzt.

Nachfolgend sind die zentralen Annahmen aufgeführt.

Anlagengröße	Stromgestehungskosten	Spez. Stromertrag	Misch-Zinssatz	Anlagenpreise (netto)	Strompreise
3 bis 10 kWp	Niedrig	950 kWh/kWp	2%	1.364 €/kWp	HH: +1% p.a.
	Mittel	930 kWh/kWp	3%	1.467 €/kWp	HH: konstant
	Hoch	900 kWh/kWp	4%	1.570 €/kWp	HH: -1% p.a.
10 bis 30 kWp	Niedrig	930 kWh/kWp	2%	1.191 €/kWp	HH: konstant
	Mittel	900 kWh/kWp	3%	1.281 €/kWp	GHD: konstant
	Hoch	870 kWh/kWp	4%	1.371 €/kWp	GHD: -1% p.a.
80 bis 100 kWp	Niedrig	930 kWh/kWp	2%	984 €/kWp	GHD: +1% p.a.
	Mittel	900 kWh/kWp	3%	1.058 €/kWp	GHD: konstant
	Hoch	870 kWh/kWp	4%	1.132 €/kWp	GHD: -1% p.a.

Annahmen zum Finanzierungsbedarf für eine Anhebung der Vergütungssätze

- 50% des in der Eröffnungsbilanz (und in der Begründung zum Referentenentwurf) genannten jährlichen Zubaus entfallen auf nicht ausschreibungspflichtige Anlagen.
- Die durchschnittlichen Volllaststunden für alle Anlagen betragen 950h.
- Die Anhebung der Vergütungssätze hat keinen Einfluss auf den Zubau, auf die Verteilung des Zubaus auf Vergütungskategorien, sowie auf Menge und Marktwert des vergüteten Stroms.

Annahmen zur Abschätzung der Zubaupotenziale durch eine PV-Pflicht

- Typische Leistung je Gebäude
 - Es ist unklar wie sich die mittleren Anlagengrößen je Gebäudetyp bei einem verpflichtenden Zubau entwickeln werden. Einerseits könnte die PV-Pflicht überwiegend durch Anlagen erfüllt werden, die der Minimalanforderung entsprechen, andererseits könnte in Kombination mit einem Volleinspeisetarif und dem Rückgang der spezifischen Kosten bei steigender Anlagenleistung ein Trend zu größeren Anlagen angereizt werden. Daher wurden angenommen, dass sich die aktuell typischen Anlagengrößen auch bei einer verpflichtenden Installation fortsetzen.
 - basierend auf [HTW 2019](#) und Abgleich mit Auswertung des Zubaus nach [MaStR](#)
 - Ein- und Zweifamilienhäuser: 8 kW
 - Mehrfamilienhäuser: 29 kW
 - Nichtwohngebäude: 90 kW

- Anteil geeignete Gebäude eigene Auswertung von [Energieatlas BW](#) und Abgleich mit [EUPD 2018](#)
 - Wohngebäude: 84%
 - Nichtwohngebäude: 83%
- Gebäude-Bestand:
 - Wohngebäude nach [dena 2022](#)
 - Nichtwohngebäude nach [iwu 2021](#)
- Sanierungsrate
 - Wohngebäude 2,5% p.a. (1,5% mit und 1% ohne thermischer Sanierung) nach [iwu 2016](#)
 - Nicht-Wohngebäude 2,7% p.a. (1,4% mit und 1,3% ohne thermischer Sanierung) nach [iwu 2016](#)
- Zubau entsprechend \emptyset 2018 – 2020 nach destatis