

CLIMATE CHANGE

66/2021

Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen

Eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und
Eigenverbrauchsanlagen

von:

David Ritter
Prof. Dr. Dierk Bauknecht
Öko-Institut e. V., Freiburg

Unter Mitarbeit von

Susanne Krieger
Öko-Institut e. V., Freiburg

Herausgeber:
Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 66/2021

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3718 43 105 0

FB000357 ZW,ANH,1

Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen

Eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und
Eigenverbrauchsanlagen

von

David Ritter
Prof. Dr. Dierk Bauknecht
Öko-Institut e. V., Freiburg

Unter Mitarbeit von
Susanne Krieger
Öko-Institut e. V., Freiburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

■/[umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

■/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Öko-Institut e.V.
Merzhauser Str. 173
79100 Freiburg

Abschlussdatum:

April 2021

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 – Erneuerbare Energien | Renewable Energies
Matthias Futterlieb, Max Werlein

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Oktober 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen

Die Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen auf Dächern sind in den letzten Jahren erheblich zurück gegangen, während der Kostenrückgang zur Errichtung der Anlagen deutlich abflachte. Dadurch ist ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Anlagen bis 100 kWp nur noch möglich, wenn ein Teil des Stroms selbst verbraucht werden kann. Wenn der ungleichmäßigen Entwicklung von Vergütung und Kosten nicht entgegengewirkt wird, werden bis Mitte 2022 viele der untersuchten Anlagen auch mit einer Eigenverbrauchsnutzung nicht mehr wirtschaftlich sein. Daraus ergibt sich ein Anpassungsbedarf des Degressionsmechanismus, sodass dieser gegenüber seiner bisherigen Kernfunktion (Kostendeckelung) neu justiert wird, um einen hohen PV-Zubau zu garantieren. Damit außerdem auch PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch wieder zu dem benötigten Zubau beitragen können, müsste zusätzlich zur Anpassung des Degressionsmechanismus ein Zuschlag auf den Vergütungssatz implementiert werden. Hausbesitzer und Installateure sollten PV-Anlagen nicht mehr am Eigenverbrauchsanteil, sondern am vorhandenen Dachpotenzial auslegen, sodass dieses vollständig genutzt wird. Insgesamt muss der Fokus verstärkt auf den Beitrag zur Dekarbonisierung des gesamten Stromsystems gelegt werden und weniger auf das eigene Haus als abgeschlossenen Stromkosmos.

Abstract: Title

Feed-in tariffs for rooftop photovoltaic systems have declined considerably in recent years, while the decrease in costs for installing systems has flattened out significantly. As a result, it is now only possible to operate PV systems up to 100 kWp economically if part of the electricity can be consumed by owners themselves. If the uneven development of feed-in tariffs and costs is not counteracted, many of the systems examined will no longer be economically viable until mid-2022, even with self-consumption. This results in a need to adjust the degression mechanism as compared to its previous core function (capping costs) such that it ensures a high level of new PV systems to be installed. In addition to the adjustment of the degression mechanism, a surcharge on feed-in tariffs would have to be implemented so that PV systems without self-consumption can also contribute to the required expansion. Homeowners and installers should no longer design PV systems according to the proportion of self-consumption, but according to the available roof potential so that this is fully utilised. Overall, the focus should be placed more on the contribution to decarbonisation of the entire electricity system and less on one's own house as a self-contained electricity cosmos.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis.....	8
Zusammenfassung.....	9
Summary	11
1 Einleitung.....	13
2 Entwicklung der Vergütungssätze und der PV-Systempreise	14
2.1 Historische Entwicklung.....	14
2.2 Projektion.....	17
3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	19
3.1 Annahmen.....	19
3.2 Wirtschaftlichkeit von Volleinspeise-Anlagen	20
3.3 Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch.....	21
3.4 Projektion.....	25
4 Empfehlungen	28
4.1 Empfehlungen für Politikmaßnahmen.....	28
4.2 Empfehlungen an Hauseigentümer und PV-Installateure	30
5 Literatur.....	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Degressionsmechanismen im EEG 2017 und EEG 2021 mit absoluten Zubauwerten (links) und relativen, bezogen auf die Zielwerte (rechts)	14
Abbildung 2:	Entwicklung der wirksamen Degressionssätze und der daraus resultierenden Vergütungssätze	15
Abbildung 3:	Degressionsrelevanter Zubau und wirksame Degressionssätze	16
Abbildung 4:	Projektionen der Vergütungssätze bei verschiedenen Degressionssätzen	17
Abbildung 5:	Mittlere Preise für PV-Dachanlagen in Deutschland (10 kWp bis 100 kWp)	18
Abbildung 6:	Vergleich der Vergütungssätze und dem aus den Stromgestehungskosten resultierenden zusätzlichen Vergütungsbedarf (Stand: April 2021).....	21
Abbildung 7:	Benötigter Eigenverbrauchsanteil für eine Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlagengrößen je Strompreis-Szenario Stand April 2021	24
Abbildung 8:	Fortschreibung der Stromgestehungskosten (exklusive Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch) und Vergütungssätze für 5 kWp, 30 kWp und 60 kWp PV-Anlagen	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Inputdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Bandbreite niedrige, mittlere und hohe Stromgestehungskosten.....	20
Tabelle 2:	Bandbreite der angenommenen Entwicklung der Endkunden-Strompreise und EEG-Umlage [ct/kWh].....	22
Tabelle 3:	Entwicklung der Differenz zwischen den Vergütungssätzen und Stromgestehungskosten in ct/kWh für April 2021 und Dezember 2025	27

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
ct/kWh	Cent pro Kilowattstunde
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
kWp	Kilowatt Peak
LCOE	Stromgestehungskosten (Levelised Cost of Electricity)
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
UBA	Umweltbundesamt

Zusammenfassung

In dieser Studie wird die **Wirtschaftlichkeit von PV-Dachanlagen** bis 100 kWp für die Situation im April 2021 und für die kommenden Jahre untersucht. Die Analyse differenziert nach **Volleinspeise-Anlagen**, deren gesamte Stromerzeugung in das Netz eingespeist wird, und **PV-Eigenverbrauchsanlagen**, die einen Teil des erzeugten Stroms selbst nutzen.

In den letzten Jahren wurden die **Vergütungssätze** für PV-Anlagen erheblich **gemindert** (ca. 15%/a), während die **Kostenreduktion** der PV-Systeme (ca. 2%/a) **deutlich abflachte**. Die Degressionsätze hängen insbesondere davon ab, ob der Zielkorridor zeitnah erhöht wird, sodass die monatliche Basisdegression mit 0,4 % wirkt. Im April 2021 galt auf Grund der Überschreitung des Zielzubaues eine Degression von 1,4 %.

Durch die asynchrone Entwicklung von Vergütungssätzen und PV-Kosten in den letzten Jahren ist ein **wirtschaftlicher Betrieb für PV-Dachanlagen** bis 100 kWp ohne Eigenverbrauch aktuell in Deutschland **nicht mehr möglich**. Mit **typischen Eigenverbrauchsanteilen** (25 % bei Haushaltskunden und 35 % im gewerblichen Bereich jeweils ohne Speicher) kann eine **Wirtschaftlichkeit** von PV-Dachanlagen aktuell in den meisten der untersuchten Konfigurationen aus Stromgestehungskosten und Strompreis-Szenarien realisiert werden. Jedoch ist die Prognose der **Strompreise** über den Betriebszeitraum, insbesondere aufgrund anstehender Reformen, mit **großen Unsicherheiten** belegt. Das kann dazu führen, dass sehr hohe Eigenverbrauchsanteile benötigt würden bzw. PV-Anlagen sich im Rückblick doch nicht als wirtschaftlich erweisen. Wird die aktuelle monatliche **Degression von 1,4 %** fortgeschrieben, ist bis spätestens im zweiten Quartal 2022 die **Wirtschaftlichkeit für keine der untersuchten Konfigurationen mehr gegeben**. Die aktuelle Basisdegression (0,4 % pro Monat) würde die prognostizierte Lernkurve der PV-Systeme relativ gut abbilden, sollte perspektivisch jedoch noch weiter abgesenkt werden.

Empfehlungen für Politikmaßnahmen:

Volleinspeise-Anlagen benötigen einen Aufschlag auf die Vergütungssätze, damit sie wieder wirtschaftlich werden.

Die Vergütungssätze müssten bei mittleren Stromgestehungskosten, je nach Anlagenklasse, um **4,1 bis 5,6 ct/kWh** höher liegen (Stand April 2021). Diese Erhöhung könnte als Zuschlag oder als separates Vergütungssegment für PV-Dachanlagen, die ihren Strom ausschließlich in das Stromnetz einspeisen, im EEG implementiert werden. Dies bietet die Möglichkeit, **Dachpotenziale zu erschließen**, bei denen der PV-Strom nicht selbst genutzt wird, beispielsweise weil Hauseigentümer bisher das zusätzliche Risiko durch den Eigenverbrauchsansatz gemieden haben oder die Anlage durch Dritte betrieben werden soll.

Der Degressionsmechanismus im EEG sollte so überarbeitet werden, dass der Fokus statt auf der Kostenbegrenzung auf dem Erreichen des aus Klimaschutzsicht notwendigen PV-Zubaues liegt.

In den kommenden Jahren ist ein hoher und zuverlässiger PV-Zubau essenziell für das sichere Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 (und der notwendigen Zwischenschritte). Daher sollte die Kernaufgabe des Degressionsmechanismus neu definiert werden: von der Dämpfung bei zu hohen Zubauwerten hin zur Zubausteigerung bei zu niedrigen Zubauwerten. Also vom atmenden Deckel zu einer „atmenden Hebebühne“. Hierzu muss zunächst der **Zielzubau auf einen adäquaten Wert erhöht** werden, sodass die Basisdegression bei einem zielführenden Zubau greift. Außerdem sollte der **Wirkungsbereich** der Basisdegression deutlich **ausgeweitet werden**. Die Basisdegression wirkt momentan nur in einem relativ kleinen Korridor von 400 MW, sodass bereits aus kleineren Überschreitungen eine relativ starke Minderung der

Vergütungssätze resultiert. Ein sinnvoller Korridor könnte z. B. eine Überschreitung des Zielzubaues um 1.000 MW sein. Damit der Degressionsmechanismus verstärkt auf eine Sicherstellung des notwendigen Zubaus ausgerichtet wird, sollte dessen **Progressionsbereich gestärkt werden**, sodass bei größeren Unterschreitungen des Zielwerts auch die Vergütungssätze stärker angehoben werden.

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen sollte regelmäßig evaluiert werden, um falls notwendig bei den Vergütungssätzen und dem Degressionsmechanismus gegenzusteuern.

Damit die in den letzten Jahren beobachteten gegenläufigen Entwicklungen bei den Vergütungssätzen und den Stromgestehungskosten von PV-Anlagen in den nächsten Jahren vermieden werden, sollte die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen regelmäßig (z. B. jährlich) **evaluiert** werden. Auf dieser Basis sollten die Vergütungssätze und der Degressionsmechanismus **justiert** werden. Hierzu könnte zum Beispiel die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung im EEG-Erfahrungsbericht breiter aufgestellt und insbesondere die Ableitung von Handlungsempfehlungen und deren Umsetzung mit aufgenommen werden. Das Ziel sollte sein, dass eine **Wirtschaftlichkeit für möglichst viele Segmente von PV-Anlagen** (Volleinspeise-Anlagen, Eigenverbrauchsanlagen, verschiedene Größenklassen) gegeben ist und diese zur Dekarbonisierung des Stromsystems bei ansteigender Stromnachfrage beitragen können. Um den starken Anstieg der PV-Systempreise der letzten zwei Quartale auszugleichen, sollte eine **einmalige Anhebung der Vergütungssätze** geprüft werden.

Empfehlungen an Hauseigentümer und PV-Installateure:

Die Auslegung der PV-Anlage sollte sich am vorhandenen Dachpotenzial orientieren und nicht am Eigenverbrauchsanteil.

In den letzten Jahren wurden PV-Anlagen vermehrt auf einen möglichst hohen **Eigenverbrauchsanteil** ausgelegt. Das heißt, dass die Anlagen so dimensioniert werden, dass ein möglichst großer Anteil des erzeugten PV-Stroms selbst verbraucht werden kann. Dadurch werden Anlagen tendenziell kleiner ausgelegt, da bei größeren Anlagen der selbst nutzbare Anteil des PV-Stroms sinkt. Dadurch werden teilweise vorhandene **Dachpotenziale nicht vollständig genutzt**. Hierbei wird jedoch nicht berücksichtigt, dass die spezifischen Kosten pro kWp mit der Größe der PV-Anlage erheblich zurück gehen. Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung sollte keine zu hohe **Strompreisentwicklung** (Arbeitspreise) angesetzt werden.

Es muss ein Umdenken in der Kommunikation und der Formulierung von Motiven für die Installation von PV-Dachanlagen erfolgen.

Der Anreiz für die Installation einer PV-Anlage sollte nicht sein, möglichst viel des Stroms selbst zu verbrauchen und das eigene Haus als abgeschlossenen Stromkosmos zu betrachten, sondern zu einer möglichst hohen **Dekarbonisierung des gesamten Stromsystems** beizutragen. Denn um die angestrebte Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen, bedarf es einer schnellen und deutlichen Steigerung des PV-Zubaus.

Summary

This study examines the **economic viability of rooftop PV systems** up to 100 kWp in the situation in April 2021 and for the coming years. The analysis differentiates between **full feed-in systems**, whose entire electricity generation is fed into the grid, and **PV self-consumption systems**, where owners use part of the generated electricity themselves.

In recent years, **feed-in tariffs** for PV systems have been **reduced** considerably (approx. 15%/a), while the **cost reduction** of PV systems (approx. 2%/a) has **flattened out significantly**. Degression rates depend in particular on whether the target expansion rate is increased in the near future, so that the monthly basic degression of 0.4% will apply. In April 2021, a degression of 1.4% applied since the target expansion rate was exceeded.

Due to the asynchronous development of feed-in tariffs and PV costs in recent years, an **economic operation of rooftop PV systems** up to 100 kWp without self-consumption is currently **no longer possible** in Germany. With **typical self-consumption shares** (25% for household customers and 35% in the commercial sector, without storage systems each), rooftop PV systems can currently be operated **cost-effectively** in most of the examined configurations of electricity production costs and electricity price scenarios. However, the forecast of **electricity prices** over the operating period is subject to **great uncertainty**, especially due to pending reforms. This can lead to a situation in which very high self-consumption shares would be required or PV systems would not prove to be economically viable in retrospect. If the current monthly **degression of 1.4%** is continued, **none of the configurations examined will be economically viable** by the second quarter of 2022 at the latest. The current basic degression (0.4% per month) would reflect the predicted learning curve of the PV systems relatively well, but should be lowered further in the future.

Recommendations for policy measures:

Full feed-in systems need a surcharge on feed-in tariffs to make them economically viable again.

With average electricity production costs, feed-in tariffs would have to be **4.1 to 5.6 ct/kWh** higher (as of April 2021), depending on the size of the plants. This increase could be implemented in the Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) as a surcharge or as a separate remuneration segment for rooftop PV systems that feed their electricity completely into the grid. This offers the possibility of **using rooftop space** of houses where the PV electricity is not used by the homeowners, for instance because they have so far avoided the additional risk entailed by the self-consumption approach or because the system is to be operated by a third party.

The degression mechanism in the EEG should be revised in such a way that the focus is not on limiting costs but on achieving the necessary PV expansion from a climate protection perspective.

In the coming years, a high and reliable PV expansion is essential for safely achieving climate neutrality by 2045 (and the necessary intermediate steps). For this reason, the core task of the degression mechanism should be redefined: from dampening too high expansion rates to increasing expansion rates when they are too low. In other words, from a breathing cap to a "breathing lifting platform". As a consequence, the **target expansion must first be increased to an adequate value** so that the basic degression takes effect when the expansion is on target. In addition, the **scope** of the basic degression should be significantly **expanded**. Currently, the base degression is only effective in a relatively small corridor of 400 MW, so that even small excessive volumes result in a relatively strong reduction in feed-in tariffs. A sensible corridor could be, for example, an excessive volume of the target expansion by 1,000 MW. In order for the degression

mechanism to be more strongly oriented towards ensuring the necessary expansion, its **pro-gression range should be strengthened** so that feed-in tariffs are also increased more strongly when the target expansion rate is not met to a substantial degree.

The economic viability of PV systems should be evaluated regularly in order to counteract and adjust, if necessary, feed-in tariffs and the degression mechanism.

In order to avoid countervailing developments in feed-in tariffs and electricity production costs of PV systems that could be observed in recent years, the economic viability of PV systems should be **evaluated** regularly (e.g. annually). Feed-in tariffs and the degression mechanism should be adjusted on this basis. To this end, for example, the economic viability study in the EEG experience report could be broadened and, in particular, ensuing recommendations for action and their implementation could be included. The aim should be to ensure that **as many segments of PV systems as possible** (full feed-in systems, self-consumption systems, various size categories) **are economically viable** and contribute to the decarbonisation of the electricity system in the face of rising electricity demand. In order to compensate for the strong increase in PV system prices in the last two quarters, a **one-time increase in feed-in tariffs** should be considered.

Recommendations to homeowners and PV installers:

The design of the PV system should be based on the available roof potential and not on the self-consumption share.

In recent years, PV systems have increasingly been designed for the highest possible **proportion of self-consumption**. This means that the systems are dimensioned in such a way that as much of the PV electricity generated as possible can be consumed by the owners themselves. As a result, systems tend to be designed smaller, since the proportion of PV electricity that can be used by the owners themselves decreases with larger systems. As a consequence, existing **roof potential is not fully utilised** in some cases. However, this does not take into account that the specific costs per kWp decrease considerably with the size of the PV system. When calculating economic viability, **electricity price increases** (unit prices) should not be set too high.

There should be a review in communications and in the formulation of motives for the installation of rooftop PV systems.

The incentive for installing a PV system should not be to consume as much of the electricity as possible oneself and to regard one's own house as a self-contained electricity cosmos, but to contribute to the highest possible **decarbonisation rate of the entire electricity system**. In order to achieve climate neutrality by the year 2045, a rapid and significant increase in the installation of PV systems is required.

1 Einleitung

In den kommenden Jahren muss der Zubau von Photovoltaik-Anlagen (PV) in Deutschland erheblich gesteigert werden. Um das Ziel einer Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen (Bundesregierung 2021), werden erheblich mehr Anwendungen elektrifiziert werden. Trotz Effizienzmaßnahmen wird die Stromnachfrage deshalb deutlich ansteigen. Der hierfür benötigte erneuerbare Strom wird primär durch Wind- und PV-Anlagen bereitgestellt werden, da diese die ökonomisch und ökologisch besten Lösungen darstellen. Insbesondere in den nächsten Jahren wird der Photovoltaik eine besonders wichtige Rolle zukommen, weil deren Ausbau wesentlich schneller erhöht werden kann, als es für Windenergieanlagen möglich ist. Damit dies gelingt, ist eine hinreichende Wirtschaftlichkeit für eine hohe Bandbreite an PV-Anlagen essenziell. In dieser Studie wird untersucht, wie wirtschaftlich momentan und in den kommenden Jahren der Betrieb von PV-Dachanlagen bis 100 kWp ist. Die Analyse differenziert nach Volleinspeise-Anlagen, deren gesamte Stromerzeugung in das Netz eingespeist wird, und PV-Eigenverbrauchsanlagen, bei denen ein Teil des erzeugten Stroms selbst genutzt wird.

In Kapitel 2 wird die **Entwicklung der Vergütungssätze und der PV-Systempreise** untersucht. Hierbei zeigt sich, dass die Vergütungssätze für PV-Anlagen in den letzten Jahren weiter erheblich zurück gingen, während die Kostenreduktion der PV-Systeme deutlich abflachte. Auch für die nächsten Monate wird erwartet, dass die Vergütungssätze und die PV-Kosten zunehmend voneinander abweichen, wenn der Zielzubau nicht zeitnah erhöht wird, sodass die Basisdegression greift.

Die **Wirtschaftlichkeitsbetrachtung** für PV-Dachanlagen wird in Kapitel 3 beschrieben. Bei den **Annahmen** werden die Ansätze und Quellen zur Herleitung der Kostenstruktur beschrieben (Abschnitt 3.1). Für **Volleinspeise-Anlagen** zeigt sich, dass ein wirtschaftlicher Betrieb für PV-Dachanlagen bis 100 kWp ohne Eigenverbrauch aktuell in Deutschland nicht möglich ist (Abschnitt 3.2). Ist **Eigenverbrauch** mit typischen Anteilen realisierbar, kann in den meisten der untersuchten Konfigurationen die Wirtschaftlichkeit erreicht werden (Abschnitt 3.3). Die Prognose der Strompreise über den Betriebszeitraum ist jedoch mit großen Unsicherheiten belegt, insbesondere aufgrund anstehender Reformen. In Abschnitt 3.4 wird eine **Projektion** für die Wirtschaftlichkeit von PV-Dachanlagen für Inbetriebnahmen bis zum Jahr 2025 erstellt. Hierbei zeigt sich, dass bei einer Fortschreibung des aktuellen monatlichen Degressionsatzes von 1,4 % bis spätestens im zweiten Quartal 2022 keine der untersuchten Konfigurationen mehr wirtschaftlich abbildbar ist.

In Kapitel 4 werden **Empfehlungen für Politikmaßnahmen** dargestellt (Abschnitt 4.1). So benötigen **Volleinspeise-Anlagen** einen **Aufschlag auf die Vergütungssätze** damit sie wieder wirtschaftlich werden. Der **Degressionsmechanismus** im EEG sollte so **überarbeitet werden**, dass der Fokus statt auf der Kostenbegrenzung auf dem Erreichen des aus Klimaschutzsicht notwendigen PV-Zubaus liegt - vom atmenden Deckel zur „atmenden Hebebühne“. Die **Wirtschaftlichkeit** von PV-Anlagen sollte **regelmäßig evaluiert werden**, um falls notwendig bei den Vergütungssätzen und dem Degressionsmechanismus gegenzusteuern.

Abschnitt 4.2 ergänzt **Empfehlungen an Hauseigentümer und PV-Installateure**. Die Auslegung der PV-Anlage sollte sich am vorhandenen **Dachpotenzial orientieren** und nicht am Eigenverbrauchsanteil. Dies ist in den meisten Fällen wirtschaftlicher und kann erheblich zur notwendigen Steigerung des PV-Zubaus beitragen. Insgesamt muss ein **Umdenken in der Kommunikation** und der Formulierung von Motiven für die Installation von PV-Anlagen erfolgen. Der Anreiz sollte nicht sein, möglichst viel selbst zu verbrauchen und das eigene Haus als abgeschlossenen Stromkosmos zu betrachten, sondern zu einer möglichst hohen **Dekarbonisierung des gesamten Stromsystems** beizutragen.

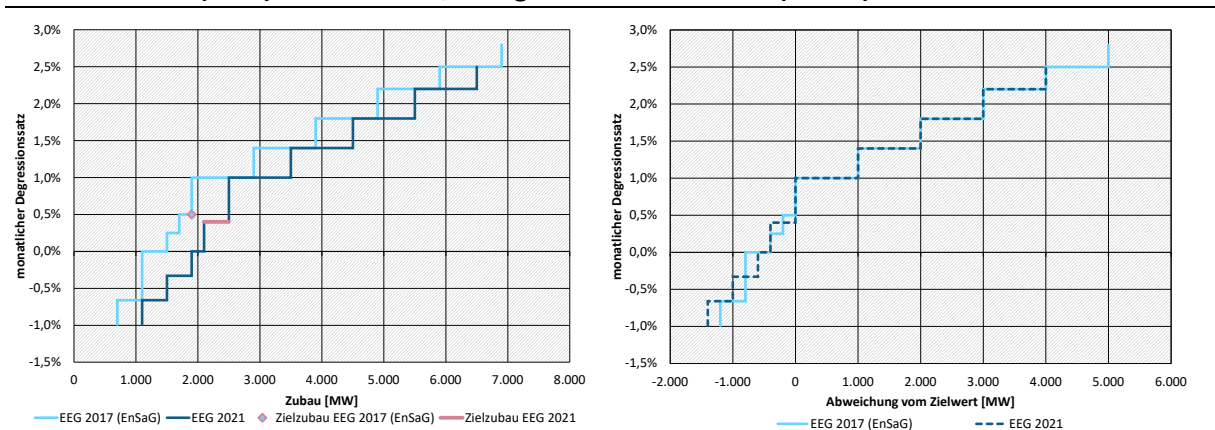
2 Entwicklung der Vergütungssätze und der PV-Systempreise

2.1 Historische Entwicklung

Seit Mitte 2018 sind die Vergütungssätze für PV-Anlagen erheblich zurückgegangen, während die Kostenreduktion der PV-Systeme deutlich abflachte.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 wurde der sogenannte atmende Deckel eingeführt. Ziel war es, in Abhängigkeit von der Überschreitung eines definierten jährlichen Zielzubaus die Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen zu verringern. Die Abweichung vom Zielzubau wird in der aktuellen Ausgestaltung je Quartal berechnet, um daraus für die nächsten drei Monate die Degressionsätze zu bestimmen. In Abbildung 1 sind die Degressionsmechanismen des EEG 2017¹ und des EEG 2021, wie sie jeweils in § 49 definiert sind, dargestellt. Mit der EEG-Novelle 2021 wurde der jährliche Zielzubau von 1.900 MW (Punktwert) auf einen Zielkorridor von 2.100 bis 2.500 MW angehoben. Somit gelten unterschiedliche Referenzwerte für Über- und Unterschreitungen, wie es bereits bis Dezember 2018 der Fall war (siehe Abbildung 3). Für eine vereinheitlichte Betrachtung wurde bei der relativen Darstellung in Abbildung 1 für das EEG 2021 der Zielwert für die Überschreitung angesetzt. Im EEG 2021 ist eine monatliche Basisdegression von 0,4 % festgelegt, diese wirkt, solange der Zubau sich im Zielkorridor bewegt. Sobald der Zielkorridor überschritten wird, erhöht sich der Degressionsatz auf 1 %. Negative Degressionsätze sind im EEG als einmalige Anhebung definiert und wurden, für eine bessere Vergleichbarkeit, in dieser Darstellung in Monatswerte umgerechnet.

Abbildung 1: Degressionsmechanismen im EEG 2017 und EEG 2021 mit absoluten Zubauwerten (links) und relativen, bezogen auf die Zielwerte (rechts)²



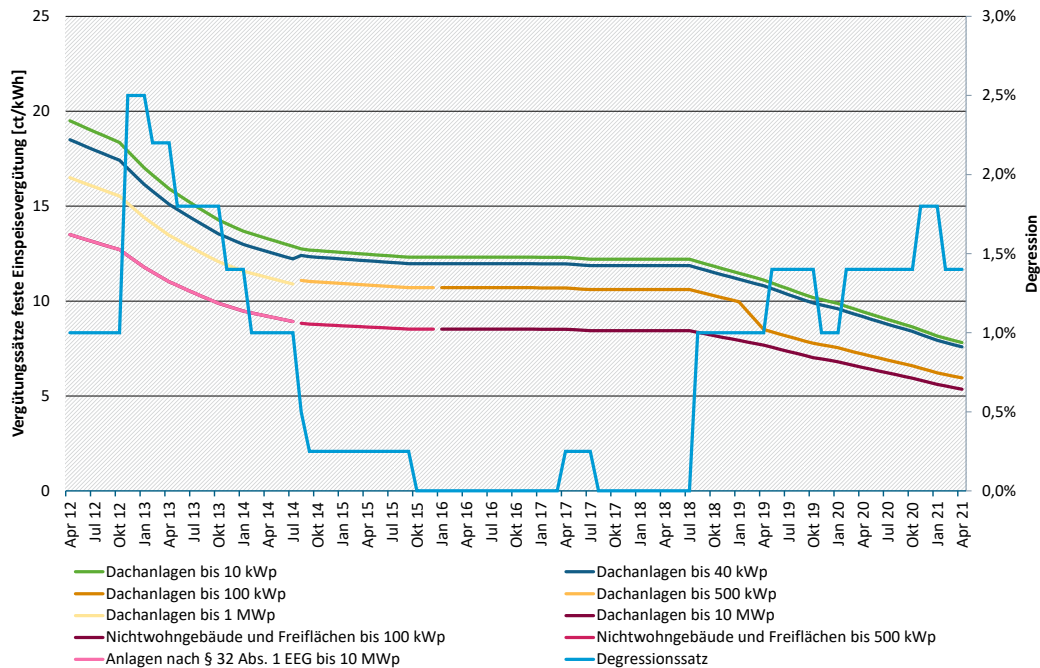
Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut

In Abbildung 2 sind die jeweils wirksamen Degressionsätze und die daraus resultierenden Vergütungssätze für die Einspeisevergütung je Anlagenkategorie von April 2012 bis Dezember 2020 dargestellt. Es ist zu sehen, dass zwischen April 2012 und Juli 2014 die Vergütungssätze deutlich, um ca. 34 %, reduziert wurden.

¹ Unter Berücksichtigung der Änderungen aus dem Energiesammelgesetz 2019, die zum 21. Dezember 2018 in Kraft traten.

² Die quartalsweise wirkenden Progressionsätze wurden für eine einheitliche Betrachtung in Monatswerte umgerechnet.

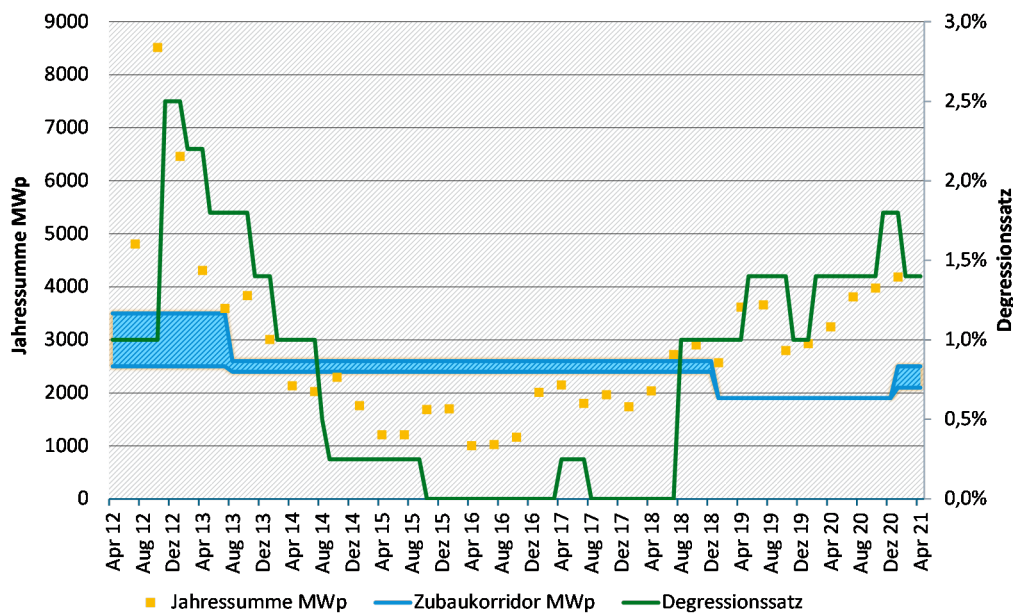
Abbildung 2: Entwicklung der wirksamen Degressionssätze und der daraus resultierenden Vergütungssätze



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut

In der darauffolgenden Phase bis Juni 2018 lag der Zubau durchgehend unterhalb des Zielkorridors (siehe Abbildung 3). Das führte dazu, dass die Vergütungssätze über einen Zeitraum von vier Jahren nur um ca. 5 % verringert wurden. Ab Januar 2019 wurde der Zubau im Ausschreibungssegment und im atmenden Deckel separat betrachtet. Der Zielwert im atmenden Deckel wurde dazu auf 1.900 MW angepasst und 600 MW dem Ausschreibungssegment zugeordnet. Der Zielwert insgesamt änderte sich dadurch nicht. Gleichzeitig erhöhte sich der jährliche PV-Zubau deutlich. So lag der auf ein Jahr hochgerechnete degressionsrelevante Zubau im letzten Quartal 2020 bei 4.355 MW. Das resultierte für die Kategorien bis 10 kWp und bis 40 kWp in einem Rückgang der Vergütungssätze zwischen Januar 2019 und April 2021 um 32 %. Der Vergütungssatz für Dachanlagen bis 100 kWp reduzierte sich im gleichen Zeitraum durch eine Sonderabsenkung Anfang 2019 um 40 %.

Abbildung 3: Degressionsrelevanter Zubau und wirksame Degressionssätze



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut

Während die Vergütungssätze im Zeitraum April 2012 bis April 2021 um ca. 60 % zurückgingen, reduzierten sich die PV-Systempreise im gleichen Zeitraum nur um ca. 20 %, wie die Auswertung der Quartalerhebungen des Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) zeigt (BSW-Solar 2021). Wobei allein im Jahr 2012 die Systempreise um 13 % gemindert wurden, und der Rückgang in den nachfolgenden acht Jahren mit einem mittleren Rückgang von 1 % pro Jahr erheblich abflachte. Um diese Entwicklung zu berücksichtigen, wurde mit dem EEG 2014 die monatliche Basisdegression von 1 % auf 0,5 % und mit dem EEG 2021 auf 0,4 % gesenkt. Seit Anfang 2020 stiegen die Systempreise laut BSW leicht an, wobei in den letzten zwei Quartalen der Anstieg mit einer Steigerung von 14 % deutlich höher lag. Zu den genauen Ursachen dieses Anstiegs führt der BSW momentan Umfragen durch. Es ist vorstellbar, dass dieser teilweise auf Engpässe durch die Corona-Pandemie sowie den erhöhten PV-Zubau und die stärkere Auslastung bei den PV-Installateuren zurückzuführen ist.

Der geminderte Rückgang der Systempreise in den letzten Jahren bzw. der Anstieg in den letzten Monaten ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass inzwischen nur noch ca. 30 % der Systempreise auf die Module entfallen (BSW-Solar 2021). Somit schlagen Kostenminderungen bei den Modulpreisen nur noch geringfügiger durch. Gleichzeitig steigen teilweise die Handwerkerkosten (ZSW; Bosch & Partner 2019).

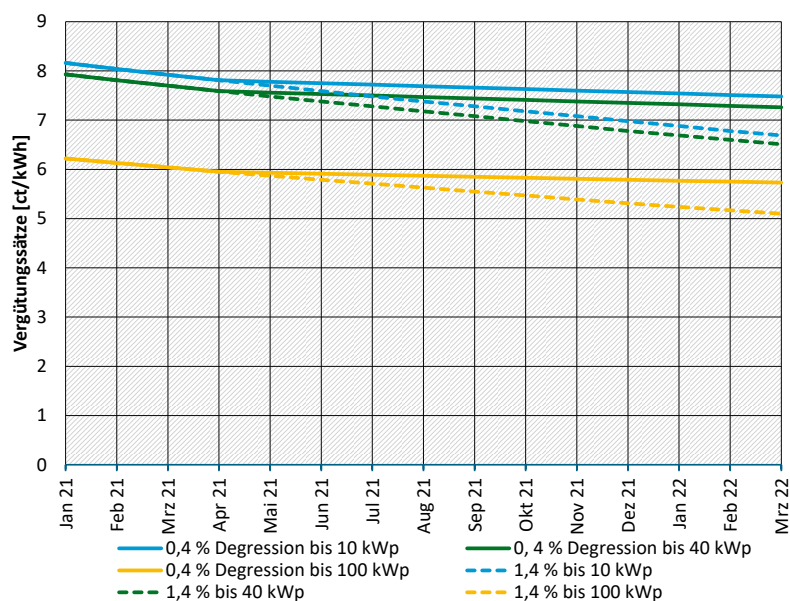
Seit Mitte 2020 ist ein Anstieg der PV-Zubaumengen, trotz eines im Vergleich zu den Systemkosten erheblichen Rückgangs der Vergütungssätze, zu beobachten. Dies ist insbesondere auf eine stärkere Fokussierung auf die Eigennutzung des PV-Stroms zurück zu führen (teilweise basierend auf sehr optimistischen Annahmen für die Entwicklung der Endkundenstrompreise). In Abschnitt 3.3 wird untersucht, wie sich die Wirtschaftlichkeit für verschiedene Annahmen für Eigenverbrauchsanlagen momentan darstellt.

2.2 Projektion

Welche Degressionssätze in den nächsten Monaten wirken, hängt insbesondere davon ab, ob der Zielzubau zeitnah erhöht wird. Auch bei der Basisdegression gehen die Vergütungssätze jährlich um 5 % zurück, während für die PV-Systempreise ein Rückgang von ca. 2 % pro Jahr zu erwarten ist.

Die zukünftige Entwicklung der Vergütungssätze im Rahmen der aktuellen Ausgestaltung des Degressionsmechanismus ist insbesondere von dem zugrunde gelegten Zielzubau abhängig. Bleibt dieser, wie seit Januar 2021 gültig, bei einem Zubaukorridor zwischen 2.100 MW und 2.500 MW, ist davon auszugehen, dass in den nächsten Monaten weiterhin ein monatlicher Degressionssatz von 1,4 % wirkt (siehe Abbildung 4). Innerhalb eines Jahres würden damit die Vergütungssätze um ca. 15 % sinken. Wie in Kapitel 3 dargestellt, hat sich die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen in den letzten Monaten deutlich verschlechtert. Unter Umständen wird hieraus ein Rückgang des Zubaus resultieren, sodass sich der Degressionssatz auf 1 % reduziert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass in den nächsten Monaten der Zielzubau für PV-Anlagen deutlich erhöht werden muss, um die Ambitionssteigerung durch das neue Klimaschutzgesetz umzusetzen. Insbesondere in den nächsten Jahren wird der Photovoltaik hierbei eine zentrale Rolle zukommen, da der Windkraftausbau wesentlich längere Vorlaufzeiten hat und bereits die aktuellen Ausschreibungen deutlich unterzeichnet sind. So geht die Studie Klimaneutrales Deutschland (Agora Energiewende; Stiftung Klimaneutralität; Agora Verkehrswende 2020) von einem notwendigen jährlichen Bruttozubau von ca. 10 GW PV-Leistung aus. Neben erhöhten PV-Ausschreibungsvolumina, wie sie in der Novellierung durch das EEG 2021 implementiert wurden, würde dafür auch der Zielzubau im Festvergütungs- und Marktprämienmodell deutlich erhöht werden müssen. Falls dadurch der realisierte Zubau wieder innerhalb des Zielkorridors läge, würde die sogenannte Basisdegression von aktuell 0,4 % greifen (siehe Abbildung 4). Das entspräche einem jährlichen Rückgang der Vergütungssätze um ca. 5 %. Bei einer leichten Unterschreitung des Zielkorridor, würde der Degressionssatz auf 0 % abgesenkt und die Vergütungssätze vorübergehend nicht weiter abgesenkt werden.

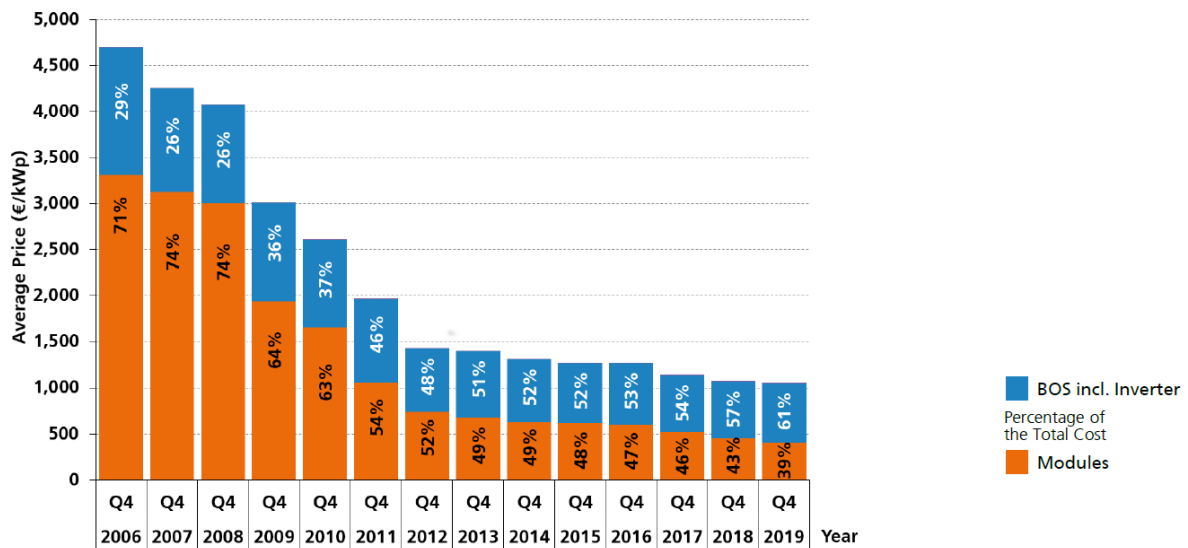
Abbildung 4: Projektionen der Vergütungssätze bei verschiedenen Degressionssätzen



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut

Für die Entwicklung der PV-Systempreise wird in ISE 2018 ein jährlicher Rückgang von ca. 4 % in den nächsten Jahren erwartet, der dann bis zum Jahr 2030 auf einen jährlichen Rückgang von 2,5 % absinkt. Um diese Prognose der aktuellen Entwicklung gegenüber zu stellen, wurden die BSW Quartalerhebungen für die letzten zwei Jahre analysiert. Hierbei wurde die Entwicklung zwischen dem ersten Quartal 2018 und dem dritten Quartal 2020 betrachtet, da der starke Anstieg in den letzten zwei Quartalen als atypisch und nicht zielführend für die Ableitung eines Trends erachtet wird. Hieraus ergibt sich ein mittlerer jährlicher Rückgang von ca. 2 %. Wie auch in ISE 2018 dargestellt, ist zu erwarten, dass die relative jährliche Kostenminderung von PV-Systemen über die nächsten Jahre weiter abnimmt. Das ist insbesondere darauf zurück zu führen, dass der Hauptanteil der Kostenminderungen aus Rückgängen bei den Modulpreisen resultiert und damit deren Anteil an den Gesamtkosten, wie in Abbildung 5 dargestellt, erheblich zurück ging. Somit ist zu erwarten, dass die abgeleitete jährliche Kostenminderung von 2 % über die kommenden Jahre zurückgeht.

Abbildung 5: Mittlere Preise für PV-Dachanlagen in Deutschland (10 kWp bis 100 kWp)



Quelle: Fraunhofer ISE 2020

3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Fallunterscheidung

Bei einer Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von PV-Dachanlagen können zwei Fälle unterschieden werden. Bei vielen Dachanlagen wird ein Teil des erzeugten Stroms selbst im Haus genutzt, sogenannte Eigenverbrauchsanlagen (EV-Anlagen). Bei einigen Häusern ist kein Eigenverbrauch möglich, da zum Beispiel keine oder wenige Stromverbraucher im Gebäude vorhanden sind. Diese PV-Anlagen speisen den kompletten erzeugten Strom in das Stromnetz ein (nachfolgend Volleinspeise-Anlagen). Für EV-Anlagen erhält man eine Vergütung für den eingespeisten Strom, durch den selbstverbrauchten Strom können die Strombezugskosten verringert werden. Die Wirtschaftlichkeit von Volleinspeise-Anlagen ergibt sich ausschließlich aus der Höhe der Einspeisevergütung. Durch die Nutzung von Batteriespeichern kann der Umfang des selbstverbrauchten Stroms erhöht werden. Dies ist einerseits attraktiv, da der Endkunden-Strompreis wesentlich höher liegt als der Vergütungssatz. Allerdings zeigen verschiedene Untersuchungen (HTW 2019; ZSW; Bosch & Partner 2019), dass durch die zusätzlichen Investitionen für die Batterie die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage insgesamt verschlechtert wird. Zudem sind auch die Systemeffekte der Batterien zu bedenken: Jede Batterienutzung ist mit Stromverlusten verbunden und vermindert dadurch die nutzbare erneuerbare Strommenge. Der Systemnutzen der Batterien hängt auch davon ab, ob die Batterien systemdienlich oder nur für die Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden. Schließlich ist jede Batterie auch mit einem erheblichen Ressourceneinsatz und entsprechenden Umwelteinflüssen verbunden. Daher werden in dieser Untersuchung keine Batteriespeicher berücksichtigt.

3.1 Annahmen

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde zunächst für die Situation im April 2021 durchgeführt. Sowohl Vergütungssätze als auch Kostenparameter wurden für diesen Zeitpunkt gewählt. In Abschnitt 3.4 erfolgt eine Projektion für mögliche Entwicklungen der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen. Für die Untersuchung wurde eine Bandbreite mit niedrigen, mittleren und hohen Stromgestehungskosten (LCOE) berücksichtigt. Hierzu wurden die wichtigsten Parameter Systempreise, Zinssätze und spezifische jährliche Stromerträge variiert (siehe Tabelle 1). Der Abschreibungszeitraum wurde auf die Förderdauer von 20 Jahren gesetzt. Die Betriebskosten werden mit 17 €/kWp, der jährliche Anstieg der Betriebskosten mit 1,5 % und die jährliche Degradationsrate mit 0,4 % angesetzt (entsprechend ZSW). Alle Inputdaten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden als Netto-Werte angesetzt, also ohne die Anwendung der Mehrwertsteuer. Für kleinere Anlagen gibt es auch die Möglichkeit, die sogenannte Kleinunternehmerregelung in Anspruch zu nehmen oder die PV-Anlage ohne Gewinnerzielungsabsicht (aus der Einspeisevergütung; Eigenversorgung unberücksichtigt) zu betreiben. Dadurch wird man einerseits von der Umsatzsteuerpflicht auf den Eigenverbrauch befreit, muss diese aber auf den Kauf und die Wartung der Anlage bezahlen. Insbesondere für Volleinspeise-Anlagen und größere PV-Anlagen ist diese Option jedoch nicht attraktiv bzw. möglich. Für eine bessere Vergleichbarkeit wurden daher alle Berechnungen mit Netto-Kosten durchgeführt.

Tabelle 1: Inputdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Bandbreite niedrige, mittlere und hohe Stromgestehungskosten

Angaben in nominalen Werten, ohne Mehrwertsteuer

Anlagengröße	Stromgestehungskosten	Spez. Stromertrag	Zinssatz	Systempreise 2021
5 kWp	Niedrig	950 kWh/kWp	2%	1.411
	Mittel	930 kWh/kWp	3%	1.454
	Hoch	900 kWh/kWp	4%	1.556
30 kWp	Niedrig	930 kWh/kWp	2%	1.237
	Mittel	900 kWh/kWp	3%	1.275
	Hoch	870 kWh/kWp	4%	1.365
60 kWp	Niedrig	930 kWh/kWp	2%	1.189
	Mittel	900 kWh/kWp	3%	1.225
	Hoch	870 kWh/kWp	4%	1.311

Basierend auf ZSW; Bosch & Partner 2019; BSW-Solar 2021

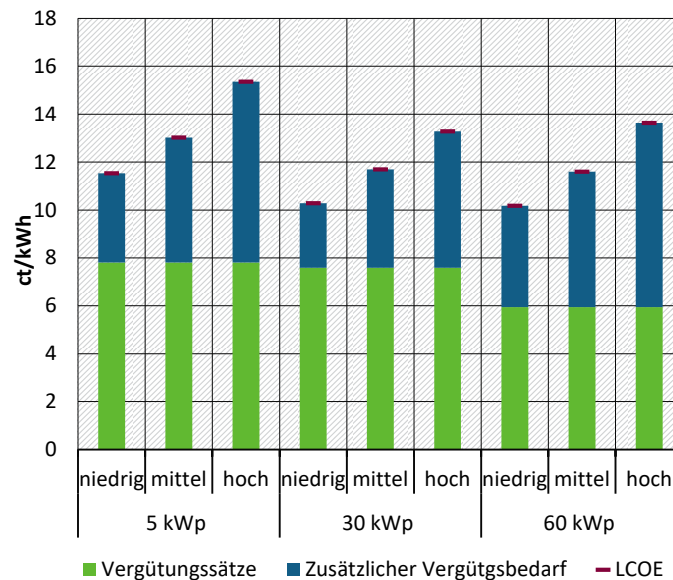
Die spezifischen jährlichen Stromerträge fallen je nach Verschattungssituation, Dachausrichtung und geographischer Lage innerhalb Deutschlands unterschiedlich aus. Für die Anlagengrößen 30 kWp und 60 kWp wurden entsprechend der Einschätzung von ZSW; Bosch & Partner 2019 reduzierte spezifische Stromerträge angesetzt, da diese Größenklassen vorwiegend auf flachen Dächern installiert werden und diese inzwischen zur Kosteneinsparung nur noch geringfügig aufgeständert werden. Um verschiedene Renditeerwartungen und Fremdkapitalanteil abzubilden, wurden Mischzinssätze zwischen 2 % und 4 % angesetzt. Dabei wurde eine Bandbreite zwischen einem ausschließlichen Inflationsausgleich (2 %) und dem in ZSW; Bosch & Partner 2019 hergeleiteten Mischzinssatz von 4 % angesetzt. Die Systempreise basieren auf den Werten von ZSW; Bosch & Partner 2019 für April 2019 und wurden für April 2021, basierend auf den Erhebungen von BSW-Solar 2021, fortgeschrieben. Hieraus ergibt sich, dass die Systempreise für PV-Anlagen zwischen dem zweiten Quartal 2019 und dem ersten Quartal 2021 für Anlagen von 3 kWp bis 10 kWp um 12 %, für Anlagen zwischen 10 kWp und 30 kWp um 23 % und für Anlagen in der Größenklasse 80 kWp bis 100 kWp um 30 % anstiegen.

3.2 Wirtschaftlichkeit von Volleinspeise-Anlagen

Ein wirtschaftlicher Betrieb für PV-Dachanlagen bis 100 kWp ist ohne Eigenverbrauch aktuell in Deutschland nicht möglich.

In Abbildung 6 sind die Vergütungssätze den Stromgestehungskosten gegenübergestellt. Die Darstellung zeigt die in Abschnitt 3.1 beschriebene Bandbreite für die Stromgestehungskosten im April 2021 für verschiedene Größenklassen. Es zeigt sich, dass für alle drei Anlagen selbst in der Konfiguration niedrige Stromgestehungskosten (LCOE) die Vergütungssätze nicht die Stromgestehungskosten decken. Die Stromgestehungskosten der drei Anlagengrößen weisen Bandbreiten von 3,0 bis 3,8 ct/kWh auf. Die zusätzlich benötigten Vergütungsbedarfe liegen bei mittleren Stromgestehungskosten bei 4,1 bis 5,6 ct/kWh. Selbst im Fall niedriger Stromgestehungskosten liegt der zusätzliche Vergütungsbedarf zwischen 2,7 und 4,2 ct/kWh. Mit den aktuellen Vergütungssätzen sind die Anlagen also in jedem Fall deutlich unwirtschaftlich.

Abbildung 6: Vergleich der Vergütungssätze und dem aus den Stromgestehungskosten resultierenden zusätzlichen Vergütungsbedarf (Stand: April 2021)



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut

Im EEG-Erfahrungsbericht (ZSW; Bosch & Partner 2019) wurde für den Stand April 2019 beschrieben, dass die Einspeisevergütung für 5 kWp-Anlagen nicht mehr kostendeckend ist, für 30 kWp und 60 kWp reichte die Einspeisevergütung beim unteren Rand der betrachteten Kostenbandbreite noch aus. In den letzten zwei Jahren zwischen April 2019 und April 2021 ging die Vergütung um 30 % zurück. Im gleichen Zeitraum sind die Systempreise für PV-Anlagen nach der aktuellen Quartalerhebung des BSW (BSW-Solar 2021) wie oben beschrieben, je nach Größenklasse, zwischen 12 % und 30 % angestiegen. Diese beiden Entwicklungen führen dazu, dass sich seither die Wirtschaftlichkeit von Volleinspeise-Anlagen deutlich verschlechtert hat.

3.3 Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch

Typische Eigenverbrauchsanteile können die Wirtschaftlichkeit von PV-Dachanlagen in den meisten der untersuchten Konfigurationen ermöglichen. Die Entwicklung der Strompreise über den Betriebszeitraum ist mit großen Unsicherheiten belegt und kann die Wirtschaftlichkeit gefährden.

Zusätzliche Annahmen

Zur Berücksichtigung des Beitrags von selbstverbrauchtem Strom zur Finanzierung von PV-Anlagen müssen als zusätzliche Parameter die Entwicklung der Endkunden-Strompreise und der EEG-Umlage über den Förderzeitraum von 20 Jahren bestimmt werden (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Bandbreite der angenommenen Entwicklung der Endkunden-Strompreise und EEG-Umlage [ct/kWh]

Angaben in nominalen Werten, ohne Mehrwertsteuer

	Strompreise und EEG-Umlage	2021	2025	2030	2035	2040
Haushalte	- 1%/a	26,7	25,6	24,4	23,2	22,0
	Konstant	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
	+ 1%/a	27,2	28,3	29,8	31,3	32,9
Gewerbe	- 1%/a	19,2	18,4	17,5	16,6	15,8
	Konstant	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
	+ 1%/a	19,5	20,3	21,4	22,5	23,6
EEG-Umlage (Absenkungs- pfad auf Null)	Absenkung bis 2026	6,5	1,5	0,0	0,0	0,0
	Absenkung bis 2030	6,5	3,8	0,0	0,0	0,0
	Absenkung bis 2035	6,5	4,6	2,3	0,0	0,0

Basierend auf ZSW; Bosch & Partner 2019; BNetzA; BKartA 2021 und eigenen Annahmen

Als Ausgangslage für Haushalts- und Gewerbestrompreise wurden die Werte für das Jahr 2020 aus dem BNetzA-Monitoringbericht 2020 (BNetzA; BKartA 2021) verwendet. Für Haushaltskunden wurde der Durchschnittswert für das Abnahmeband 2.500 kWh bis 5.000 kWh angesetzt und für Gewerbekunden der Preis für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr. Die Endkundenstrompreise enthalten mehrere Komponenten, die in den nächsten Jahren reformiert werden könnten. Hier sind erhebliche Kostenminderungspotenziale enthalten, wie nachfolgend für Haushaltstrompreise für das Jahr 2020 aufgeschlüsselt (BDEW 2020). Es gibt konkrete Pläne, die EEG-Umlage (2020: 6,7 ct/kWh) schrittweise abzuschmelzen. Regelmäßig wird diskutiert, die Netzentgelte (2020: 7,7 ct/kWh) vom Arbeits- auf den Leistungspreis umzustellen. Auch die Stromsteuer (2020: 2 ct/kWh) könnte zur Minderung der Endkundenstrompreise genutzt werden. Insgesamt ergibt sich so zum Stand 2020 ein Minderungspotenzial von bis zu 16,5 ct/kWh. Für die Börsenstrompreise (2020: 4 ct/kWh) wird insbesondere aufgrund steigender CO₂-Preise ein Anstieg erwartet. Dieser könnte bis zum Jahr 2040 bei 2 bis 3 ct/kWh liegen. Auch die Netzentgelte können steigernd auf die Endkundenstrompreise wirken, wenn deren Berechnungsgrundlage und arbeitspreisbasierte Erhebung nicht reformiert werden.

Zur Fortschreibung der Strompreise wurden drei Varianten gewählt.

- 1) Für die mittlere Strompreise wird angenommen, dass eine Reform der oben beschriebenen Bestandteile ansteigende Strompreis-Komponenten ausgleicht und die Endkunden-Strompreise dadurch konstant bleiben.
- 2) Für das Szenario niedrige Strompreise wird angenommen, dass für eine verstärkte Anreizung von direktelektrischen Anwendungen die Abgaben und Umlagen der Strompreise so gestaltet werden, dass Steigerungen bei den Großhandelsstrompreisen überkompensiert werden und die Endkunden-Strompreise jährlich um 1 % zurückgehen. Dann würden zum Beispiel die Haushaltskunden-Preise bis zum Jahr 2040 um ca. 5 ct/kWh zurückgehen und lägen in etwa auf dem Niveau von 2012.
- 3) Für das Szenario mit hohen Strompreisen wird eine jährliche Preissteigerung von 1 % angesetzt, was unterhalb der durchschnittlichen jährlichen Entwicklung zwischen 2015 und 2020

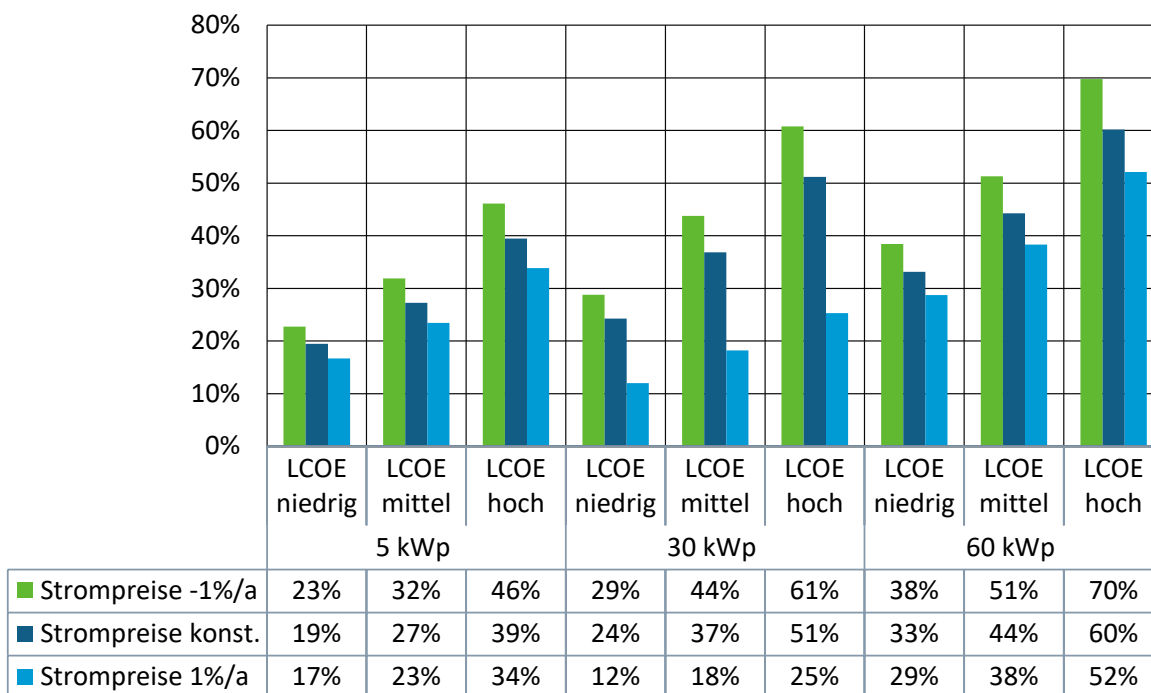
(ca. +2 %/a) und in etwa auf dem Niveau der Entwicklung zwischen 2014 und 2019 (ca. +0,9 %/a) liegt (BDEW 2020). Hier wird angenommen, dass ein Rückgang der EEG-Umlage in den nächsten Jahren nicht ausreicht, um die Erhöhung anderer Preiskomponenten wie zum Beispiel steigende Börsenstrompreise oder höhere Netzentgelte auszugleichen. Ab dem Jahr 2040 werden die Endkunden-Strompreise als konstant angesetzt, was insbesondere für die Projektion in Abschnitt 3.4 relevant ist. Im Vergleich zu den Parametern der klassischen Stromgestehungskosten ist die Entwicklung der Endkundenstrompreis über den Betriebszeitraum mit höheren Unsicherheiten belegt. Daher wurden die Stromgestehungskosten-Szenarien jeweils mit allen drei Strompreis-Szenarien kombiniert. Für die 5 kWp-Anlage wurden Haushaltsstrompreise angesetzt. PV-Anlagen mit einer Leistung von ca. 30 kWp sind tendenziell Gebäuden mit Gewerbebetrieben zuzuordnen, können jedoch auch teilweise auf Wohnhäusern installiert werden. Daher wurde hier für das hohe Strompreisszenario der Haushaltsstrompreis angesetzt.

Da die Höhe der staatlichen Bezuschussung des EEG-Kontos und der resultierenden EEG-Umlage noch nicht bekannt ist, wurden drei mögliche Szenarien hinterlegt. Hier wird jeweils bis zu den Jahren 2026, 2030 bzw. 2035 die EEG-Umlage vom bereits festgelegten Wert für 2022 (6 ct/kWh) linear auf 0 ct/kWh abgesenkt. Die verschiedenen Annahmen zu der EEG-Umlage sind bei den angesetzten Entwicklungen der Endkunden-Strompreise berücksichtigt. So wurde für das -1%/a-Szenario eine Absenkung der EEG-Umlage bis 2026, für das konstant Szenario bis 2030 und für das +1%/a-Szenario bis 2035 angenommen. Die EEG-Umlage muss nach EEG 2021 zu 40 % auf Eigenverbrauch aus Anlagen ab 30 kWp bzw. ab einem jährlichen Eigenverbrauch von 30 MWh entrichtet werden. Somit wurde für die 5 kWp keine EEG-Umlage für den Eigenverbrauch angesetzt. Für die Anlagengröße 30 kWp wurde für das hohe Strompreisszenario, welches mit den Haushaltsstrompreisen konfiguriert wurde, keine EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch berücksichtigt, da in dieser Größenklasse die Anlage auch leicht unterhalb des Schwellwerts realisiert werden kann. Für die anderen Konfigurationen wurde die EEG-Umlage, entsprechend ihrer Berücksichtigung in den Strompreisszenarien, mit 40% beim Eigenverbrauch berücksichtigt.

Ergebnisse

Basierend auf den in Abschnitt 3.2 berechneten Stromgestehungskosten wurden mit den in Tabelle 2 beschriebenen Strompreisen und EEG-Umlagen die zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit benötigten Eigenverbrauchsanteile bestimmt (siehe Abbildung 7).

Abbildung 7: Benötigter Eigenverbrauchsanteil für eine Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlagengrößen je Strompreis-Szenario Stand April 2021



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut

Die Eigenverbrauchsanteile müssen für 5 kWp-Anlagen bei ca. 27 %, für 30 kWp bei ca. 37 % und für 60 kWp Anlagen bei ca. 44 % liegen, wenn die Strompreise auf dem heutigen Niveau verbleiben und die betrachtete Anlage in der mittleren Kategorie der Stromgestehungskosten liegt. Steigen die Strompreise um 1%/a an, dann reduziert sich der benötigte Eigenverbrauchsanteil um vier bis sechs Prozentpunkte. Bei sinkenden Strompreisen läge er wiederum um fünf bis sieben Prozentpunkte höher.

Die tatsächlich auftretenden Eigenverbrauchsanteile sind abhängig von der Anlagengröße, dem jährlichen Stromverbrauch und der Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Stromverbrauch. Für Anlagen bis 30 kWp geht ZSW (UBA 2020) von einem Eigenverbrauchsanteil von ca. 25 % aus. Für größere Anlagen, die dann auch auf gewerblichen Gebäuden mit entsprechend höheren Stromverbräuchen installiert werden, wird der Eigenverbrauchsanteil mit ca. 35 % angegeben. Insbesondere bei niedrigen jährlichen Stromverbrauchswerten können nur geringe Anteile der PV-Erzeugung selbst verbraucht werden. So liegt der Eigenverbrauchsanteil für ein 5 kWp Anlage bei einem jährlichen Stromverbrauch von 2.000 kWh nach HTW 2021 bei 15 %. Durch das Laden von Elektroautos mit selbsterzeugtem PV-Strom, kann der Eigenverbrauchsanteil erhöht werden. So schätzt UBA 2020 auf Basis von VZ NRW 2021, dass der Eigenverbrauchsanteil für PV-Anlagen bis 10 kWp um 10 %-Punkte und in der Größenklasse 10 kWp bis 30 kWp um 5 %-Punkte erhöht werden kann. Vergleicht man diese Werte mit den Ergebnissen in Abbildung 7, sieht man, dass die benötigten Eigenverbrauchsanteile für Anlagen mit niedrigen Stromgestehungskosten gut realisierbar sind. Betreiber von Anlagen mit mittleren Stromgestehungskosten müssen auf konstante oder leicht steigende Strompreise hoffen oder ein Elektroauto anschaffen. Um die Wirtschaftlichkeit von Anlagen aus der Kategorie hohe Stromgestehungskosten zu erreichen, werden für alle Strompreis-Szenarien relativ hohe Eigenverbrauchsanteile benötigt. Die Anlagenklasse 30 kWp ist in Kombination mit (steigenden) Haushaltskundenpreisen für alle Stromgestehungskosten-Kategorien attraktiv.

Insgesamt ist die Abschätzung der Erlöse bei Eigenverbrauchskonzepten gegenüber Volleinspeise-Anlagen mit wesentlichen höheren Unsicherheiten versehen. Auch gibt es in diesem Sinn für die Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch keinen Bestandsschutz. So liegt das Risiko, wie sich die Endkundenstrompreise über einen Zeitraum von 20 Jahren entwickeln, bei den PV-Anlageneigentümern. Hier zeichnen sich in den nächsten Jahren auch grundlegende Änderungen bei der Regulierung ab, insbesondere die Entwicklung der EEG-Umlage und der Netzentgelte sind daher unklar. Dies sind Unsicherheiten, mit welchen jeder Kraftwerksbetreiber umgehen muss. Allerdings sind bei großen Unternehmen wesentlich größere Kompetenzen für diese Prognosen vorhanden und die Risiken werden mit entsprechend höheren Renditeerwartungen eingepreist. Hauseigentümer und kleinere Unternehmen müssen sich hier auf die Einschätzungen der PV-Installationsfirmen verlassen, welche teilweise erhebliche Steigerung für die Wirtschaftlichkeitsanalysen ansetzen (siehe auch Empfehlungen in Abschnitt 4.2).

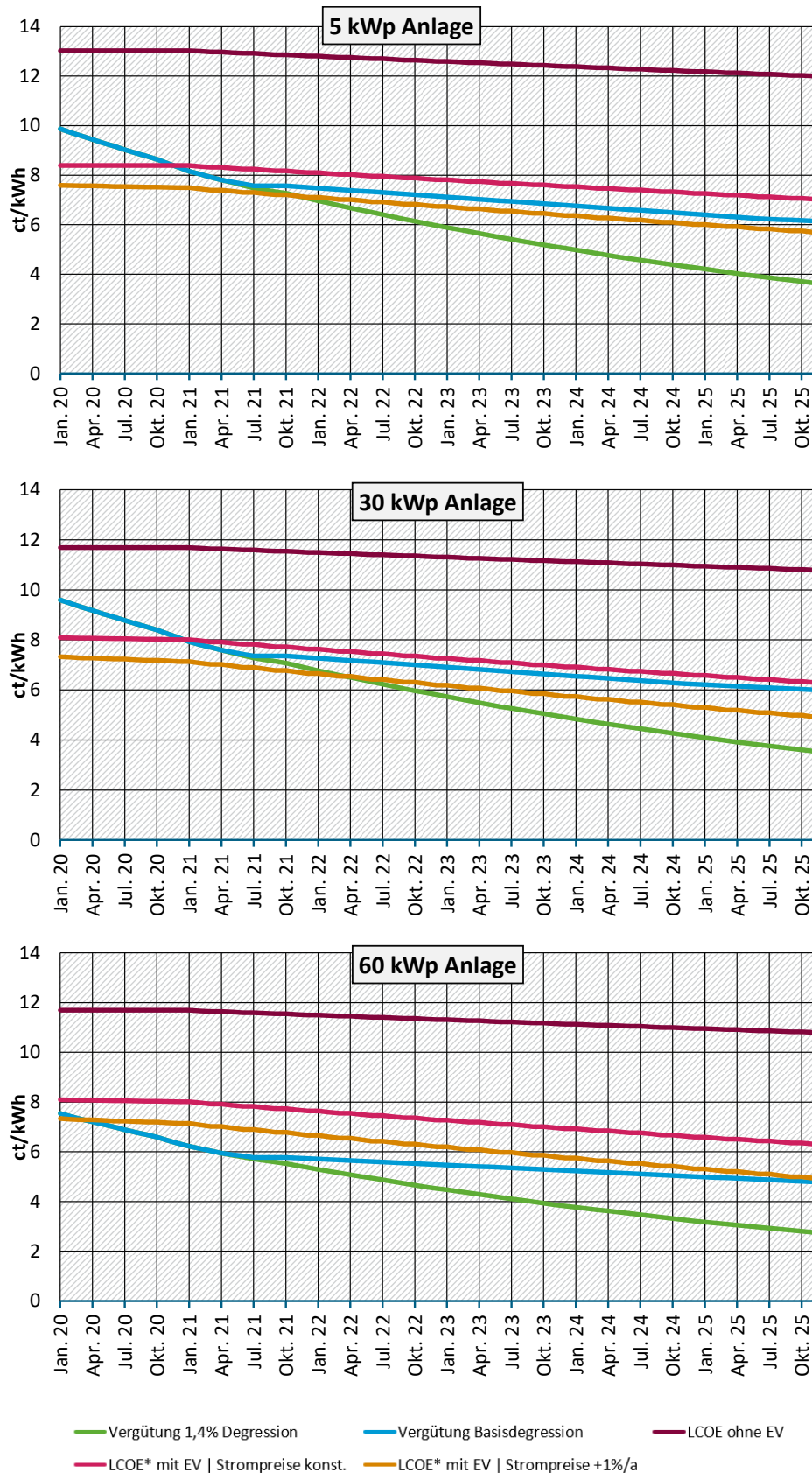
3.4 Projektion

Wird die aktuelle monatliche Degression von 1,4 % fortgeschrieben, ist bis spätestens im zweiten Quartal 2022 die Wirtschaftlichkeit für keine der untersuchten Konfigurationen mehr gegeben. Die Basisdegression bildet für den prognostizierten Rückgang der Systemkosten von 2 % pro Jahr die Lernkurve der PV-Systeme relativ gut ab.

In diesem Abschnitt soll abgeschätzt werden, wie sich die Stromgestehungskosten (LCOE) im Vergleich zu den Vergütungssätzen in den nächsten Jahren entwickeln könnten. Die mittleren Stromgestehungskosten (wie in Abschnitt 3.1 beschrieben), wurden unter Berücksichtigung eines jährlichen Rückgangs der PV-Systempreise von 2 % fortgeschrieben (entsprechend dem Durchschnitt der letzten Jahre - siehe Abschnitt 2.2). Für die Projektion wurden das konstante und das ansteigende Strompreisszenario angewendet.³ In Abbildung 8 sind die Stromgestehungskosten abzüglich den Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch für Volleinspeise- und für Eigenverbrauchsanlagen dargestellt. Dadurch ergeben sich die Stromgestehungskosten der eingespeisten Strommengen, die den für eine Wirtschaftlichkeit benötigten spezifischen Erlösen entsprechen und die daher mit den Vergütungssätzen verglichen werden können. Für die 5 kWp-Anlage wurden 25 % Eigenverbrauch angesetzt, für die 30 kWp und 60 kWp-Anlagen 35 % (siehe Abschnitt 3.3). Für die Endkundenstrompreise wurden die Szenarien „konstante Fortschreibung“ und „jährlicher Anstieg um 1%“ betrachtet. Für die Fortschreibung der Vergütungssätze wurde zum einen die im April 2021 geltende Degression von 1,4 % fortgeschrieben und als zweite mögliche Entwicklung die Basisdegression von 0,4 % angesetzt. Die Differenzen zwischen den Vergütungssätzen und den Stromgestehungskosten sind für April 2021 und Dezember 2025 für die unterschiedlichen Konstellationen in Tabelle 3 aufgeführt.

³ Wie in Abschnitt 3.3 dargelegt wäre es auch möglich, dass die Endkundenstrompreise in den kommenden Jahren sinken. Bereits bei konstanten Strompreisen ergibt sich eine Unwirtschaftlichkeit für die betrachteten Anlagen, bei sinkenden Strompreisen würde sich dies weiter verschlechtern. Damit die nachfolgenden Grafiken übersichtlicher sind, wurden die sinkenden Strompreise nicht mit aufgenommen.

Abbildung 8: Fortschreibung der Stromgestehungskosten (exklusive Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch) und Vergütungssätze für 5 kWp, 30 kWp und 60 kWp PV-Anlagen



* exklusive Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch

Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut

Tabelle 3: Entwicklung der Differenz zwischen den Vergütungssätzen und Stromgestehungskosten in ct/kWh für April 2021 und Dezember 2025

Anlagengröße		5 kWp			30 kWp			60 kWp		
		Ohne	25%		Ohne	35%		Ohne	35%	
Eigenverbrauch		-	Konst.	+1%/a	-	Konst.	+1%/a	-	Konst.	+1%/a
Strompreise										
Datum	Degression									
Apr. 21	-	- 5,2	- 0,5	0,4	- 4,1	- 0,3	0,6	- 5,7	- 2,0	- 1,1
Dez. 25	Basis	- 5,9	- 0,9	0,5	- 4,8	- 0,3	1,1	- 6,0	- 1,5	- 0,1
	1,4% p.a.	- 8,4	- 3,4	- 2,1	- 7,3	- 2,8	- 1,4	- 8,1	- 3,5	- 2,2

Basisdegression:

Die Differenz zwischen den Stromgestehungskosten und den Vergütungssätzen bleibt im Verlauf bis 2025 auf einem ähnlichen Niveau. Zwischen den betrachteten Zeitpunkten April 2021 und Dezember 2025 gibt es eine leichte Verschlechterung für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch (zwischen - 0,3 und - 0,7 ct/kWh). Dies ist darauf zurück zu führen, dass die Vergütungssätze jährlich um ca. 5 % zurück gehen und die PV-Systempreise nur um ca. 2 %. Eine Basisdegression von ca. 0,2 % würde die Kostenminderung besser abbilden. Bei steigenden Strompreisen kann insbesondere in den Anlagenklassen 30 kWp und 60 kWp die Wirtschaftlichkeit etwas erhöht werden. Bei diesen Anlagen wirkt sich neben steigenden Strompreisen auch die angesetzte Absenkung der EEG-Umlage auf 0 ct/kWh bis zum Jahr 2035 aus. Bei konstanten Strompreisen fällt die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit schwächer (60 kWp-Anlage) aus bzw. bleibt weitestgehend gleich (30 kWp-Anlage). Für Eigenverbrauchsanlagen in der Größenklasse 5 kWp verbleibt die Wirtschaftlichkeit für steigende Strompreise auf ähnlichem Niveau und fällt für konstante Strompreise um 0,5 ct/kWh ab. Wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, ist zu erwarten, dass die angesetzte Kostenminderung von 2 % p. a. in den nächsten Jahren abflachen wird. Daher sollten die aktuellen Entwicklungen regelmäßig evaluiert werden (siehe Empfehlungen in Abschnitt 4.1).

Fortschreibung im April 2021 geltender Degression:

Wird die im April 2021 geltende monatliche Degression von 1,4 % für die nächsten Jahre fortgeschrieben, wäre ein wirtschaftlicher Betrieb bis spätestens im zweiten Quartal 2022 für keine der untersuchten Anlagenklassen und Strompreisszenarien mehr möglich. Die Differenzen zwischen Vergütungssätzen und Stromgestehungskosten würde teilweise erheblich ansteigen (um ca. 3 ct/kWh). Steigende Strompreise können diesen Rückgang dämpfen. Hier liegt die Steigerung der zusätzlichen Vergütungsbedarfe zwischen 1 ct/kWh (60 kWp Anlage) bis 2,5 ct/kWh (5 kWp Anlage), je nachdem ob der Rückgang der EEG-Umlage sich zusätzlich auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auswirkt.

4 Empfehlungen

4.1 Empfehlungen für Politikmaßnahmen

Damit eine komplett erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland erreicht werden kann, ist es unerlässlich, dass der Zielzubau für PV-Anlagen zeitnah deutlich erhöht wird. Denn insbesondere in den nächsten Jahren wird der Photovoltaik bei den Ambitionssteigerungen eine zentrale Rolle zukommen, da der Windkraftausbau wesentlich längere Vorlaufzeiten hat und bereits die aktuellen Auktionen deutlich unterzeichnet sind. So geht die Studie Klimaneutrales Deutschland (Agora Energiewende; Stiftung Klimaneutralität; Agora Verkehrswende 2020) für die Jahre 2021 bis 2030 von einem notwendigen jährlichen Bruttozubau von ca. 10 GW PV-Leistung aus. Im Jahr 2020 wurden ca. 4,8 GW PV-Leistung zugebaut (BMW 2021), was gegenüber den Vorjahreswerten eine deutliche Steigerung darstellt, aber zur Erreichung der oben genannten Größenordnung in etwa verdoppelt werden muss. Ein ähnlich hoher Zubau wurde bereits in den Jahren 2011 und 2012, mit jeweils ca. 8 GW Zubau (BMW 2021), erreicht. In diesen Jahren war die Installation von PV-Anlagen finanziell sehr attraktiv, jedoch auch noch mit sehr hohen Förderkosten von ca. 20 ct/kWh verbunden.

Ein Großteil der Dachflächenpotenziale in Deutschland wird aktuell noch nicht genutzt. Um Flächenkonkurrenz und zunehmende Akzeptanzfragen bei Freiflächenanlagen zu mindern, sollten die Ausbausteigerungen verstärkt für Dachanlagen angereizt werden. In verschiedenen Bundesländern wurden Anfang 2021 Pflichten zur Installation von PV-Anlagen auf Neubauten und teilweise bei Dachsanierungen umgesetzt, auf Bundesebene gibt es verschiedene Diskussionen dazu. Damit solche Pflichten die angestrebten Wirkungen erreichen können, muss die Wirtschaftlichkeit von PV-Dachanlagen gewährleistet werden. Für Volleinspeise-Anlagen ist das bereits heute nicht mehr möglich und auch für PV-Anlagen mit Eigenverbrauchsnutzung wird zukünftig, ohne ein Nachsteuern durch die Politik, ein wirtschaftlicher Betrieb immer schwieriger werden.

Aus den in dieser Studie durchgeführten Analysen können hierzu drei zentrale Empfehlungen für Politikmaßnahmen abgeleitet werden.

Maßnahme 1: Anhebung der Vergütungssätze für Volleinspeise-Anlagen

Volleinspeise-Anlagen benötigen einen Aufschlag auf die Vergütungssätze, damit sie wieder wirtschaftlich werden.

Die Vergütungssätze für Volleinspeise-Anlagen müssten bei mittleren Stromgestehungskosten, je nach Anlagenklasse, um **4,1 bis 5,6 ct/kWh** höher liegen (Stand April 2021; siehe Abschnitt 3.2). Diese Erhöhung könnte als Zuschlag oder als separates Vergütungssegment für PV-Dachanlagen, die ihren Strom ausschließlich in das Stromnetz einspeisen, im EEG implementiert werden. Dies bietet die Möglichkeit, **Dachpotenziale zu erschließen**, bei welchem der PV-Strom nicht selbst genutzt werden kann. Der Volleinspeise-Zuschlag kann auch als Wahlmöglichkeit von Hausbesitzern genutzt werden, wenn Eigenverbrauchsansätze ein Hemmnis darstellen, da sie als zu aufwändig oder zu riskant bewertet werden. Das kann zum Beispiel bei vermieteten Gebäuden der Fall sein oder wenn das zusätzliche Risiko durch Unsicherheiten bei der Strompreisentwicklung und dem realisierbaren Eigenverbrauch vor einer Investition abschreckt. Um etwaigen Mitnahmeeffekten vorzubeugen, sollten die Wechselmöglichkeiten zwischen Eigenverbrauchsnutzung und Volleinspeise-Aufschlag eingeschränkt werden, zum Beispiel, dass Anlagenbetreiber sich bei der Inbetriebnahme entscheiden müssen oder nur einmalig in das Eigenverbrauchssegment wechseln können.

Die EEG-Umlage würde sich für das Jahr 2025 um ca. 0,05 ct/kWh und für das Jahr 2030 um ca. 0,1 ct/kWh erhöhen, wenn ein Aufschlag von 5 ct/kWh für Volleinspeise-Anlagen gezahlt und dieser von einem Viertel der Nicht-Ausschreibungsanlagen in Anspruch genommen würde. Der angesetzte Volleinspeise-Aufschlag von 5 ct/kWh wurde als Mittelwert der drei Anlagenkategorien bei mittleren Stromgestehungskosten abgeleitet. Für diese Abschätzung wurde der Agora EEG-Rechner (Öko-Institut 2021) unter Berücksichtigung des PV-Zubau aus (Prognos AG et al. 2020) verwendet.

Maßnahme 2: Überarbeitung des Degressionsmechanismus

Der Degressionsmechanismus im EEG sollte so überarbeitet werden, dass der Fokus auf dem Erreichen des aus Klimaschutzsicht notwendigen PV-Zubaus liegt.

Gegenüber der Situation im Jahr 2012 bei Einführung der zubauabhängigen Degression der PV-Vergütungssätze, dem sogenannten atmenden Deckel, hat sich die aktuelle Situation erheblich verändert. So ist die Dynamik der Kostenminderung von PV-Dachanlagen deutlich zurück gegangen (siehe Abschnitt 2.1). Um diese Entwicklung zu berücksichtigen, wurde mit dem EEG 2014 die monatliche Basisdegression von 1 % auf 0,5 % und mit dem EEG 2021 auf 0,4 % gesenkt. Bei dieser Basisdegression würden die Vergütungssätze jährlich um ca. 5 % zurück gehen. Sofern die Kostenminderung der PV-Systempreise, wie in dieser Analyse angesetzt, tatsächlich bei ca. 2 %/a verbleibt, sollte die **Basisdegression** weiter auf ca. 0,2 % pro Monat **abgesenkt werden**. Die Basisdegression wirkt jedoch nur in einem Korridor von 400 MW. Bei einer Überschreitung dieses Bereichs erhöht sich die Degression auf 1 %, um so die Anreize für einen den Korridor überschreitenden PV-Zubau zu mindern. Da, wie in Abschnitt 2.2 ausgeführt, in den kommenden Jahren ein hoher und zuverlässiger PV-Zubau essenziell für das sichere Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 (und der notwendigen Zwischenschritte) ist, sollte die Kernaufgabe des Degressionsmechanismus neu definiert werden: von der Dämpfung bei zu hohen Zubauwerten hin zur Zubausteigerung bei zu niedrigen Zubauwerten. Also vom atmenden Deckel zu einer „atmenden Hebebühne“. Hierzu muss zunächst der **Zielzubau auf einen adäquaten Wert erhöht** werden. In den letzten zwei Jahren lag der realisierte Zubau immer deutlich über den Zielwerten. Dadurch wurden die Vergütungssätze stark gemindert, was in der Folge einen hohen PV-Zubau gefährden kann. Die **Basisdegression** sollte für einen relativ großen Bereich bei einer Überschreitung des Zielzubaus gelten (z.B. bis 1.000 MW Überschreitung). Somit wäre ein großzügiger **Zielkorridor** definiert, der für eine Überschreitung des eigentlichen Zielzubaus gilt. In der aktuellen Ausgestaltung ist der Progressionsbereich im Vergleich zum Degressionsbereich wesentlich weniger stark ausgeprägt. So werden Überschreitungen des Zielkorridors bis 4 GW berücksichtigt, aber nur Unterschreitungen bis 1 GW. Entsprechend sind auch höhere monatlichen Vergütungsminderungen (bis 2,5 %) im Vergleich zu den auf monatliche Werte umgerechneten Vergütungssteigerungen (bis 1 %) vorgesehen. Damit der Degressionsmechanismus verstärkt auf eine Sicherstellung des notwendigen Zubaus ausgerichtet wird, sollten dessen **Progressionsbereich gestärkt werden**, sodass bei größeren Unterschreitungen des Zielwerts auch die Vergütungssätze stärker angehoben werden.

Maßnahme 3: Evaluation der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen sollte regelmäßig evaluiert werden, um falls notwendig bei den Vergütungssätzen und dem Degressionsmechanismus gegenzusteuern.

Damit die in den letzten Jahren beobachteten gegenläufigen Entwicklungen bei den Vergütungssätzen und den Stromgestehungskosten von PV-Anlagen in den nächsten Jahren vermieden werden, sollte die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen regelmäßig (z.B. jährlich) **evaluiert** werden. Auf dieser Basis sollten die Vergütungssätze und der Degressionsmechanismus **justiert** werden. Hierzu könnte zum Beispiel die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung im EEG-Erfahrungsberichte

breiter aufgestellt und insbesondere die Ableitung von Handlungsempfehlungen und deren Umsetzung mit aufgenommen werden. Das Ziel sollte sein, dass eine **Wirtschaftlichkeit für möglichst viele Segmente von PV-Anlagen** (Volleinspeise-Anlagen, Eigenverbrauchsanlagen, verschiedene Größenklassen) gegeben ist und diese zur Dekarbonisierung des Stromsystems bei ansteigender Stromnachfrage beitragen können. In der aktuellen Vergütungskonfiguration können in zunehmendem Maße nur noch einzelne Segmente zum Anstieg der PV-Stromerzeugung beitragen, z. B. Eigenverbrauchsanlagen bzw. zukünftig Eigenverbrauchsanlagen mit sehr hohem Eigenverbrauchsanteil. Dies kann den PV-Ausbau bis Mitte 2022 erheblich abbremsen. Um den starken Anstieg der PV-Systempreise der letzten zwei Quartale auszugleichen, könnte eine **einmalige Anhebung der Vergütungssätze** sinnvoll sein. Spätestens wenn es sich zeigt, dass es im nächsten Quartal keine Trendumkehr gibt, wäre diese Maßnahme dringend angeraten. Eine Anhebung der Vergütungssätze durch den Degressionsmechanismus würde nur bei einer deutlichen Unterschreitung des Zubaukorridors und mit der vordefinierten Progressionshöhe erfolgen, was für diese atypische Entwicklung der Systempreise der falsche Ansatz wäre.

4.2 Empfehlungen an Hauseigentümer und PV-Installateure

Neben einer Verbesserung der Finanzierungsbedingungen durch die Politik, können auch Hauseigentümer und PV-Installateure durch eine andere Anlagenauslegung einen erweiterten Beitrag zur Transformation des Energiesystems leisten. Dies scheitert bisher weniger an ökonomischen Fragen als an den Zielen, die mit der Installation einer PV-Anlage erreicht werden sollen.

Die Auslegung der PV-Anlage sollte sich am vorhandenen Dachpotenzial orientieren und nicht am Eigenverbrauchsanteil.

In den letzten Jahren wurden PV-Anlagen vermehrt auf einen möglichst hohen **Eigenverbrauchsanteil** ausgelegt. Das heißt, dass die Anlagen so dimensioniert werden, dass ein möglichst großer Anteil des erzeugten PV-Stroms selbst verbraucht werden kann. Dadurch werden Anlagen tendenziell kleiner ausgelegt, da für größere Anlagen der selbst nutzbare Anteil des PV-Stroms sinkt. Dadurch werden teilweise vorhandene **Dachpotenziale nicht vollständig genutzt**. Hierbei wird jedoch nicht berücksichtigt, dass die spezifischen Kosten pro kWp von PV-Anlagen mit der Größe der Anlage erheblich zurück gehen. In HTW 2019 wurde für die Leistungsklasse bis 20 kWp dargestellt, dass die **Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen mit der Größe ansteigt**, auch wenn es zu einer Verschiebung des Finanzierungsbeitrags von vermiedenen Strombezugskosten zu erhöhten Einspeisevergütungsbeträgen kommt. Aus diesem Grund und um die in den nächsten Jahren benötigten Emissionsminderungen zu realisieren, sollten PV-Anlagen möglichst auf das verfügbare Dachpotenzial ausgelegt sein.⁴ Zudem verringern sich die Investitionsrisiken bei höheren Einspeiseanteilen, da die durch vermiedenen Strombezug erreichbaren Opportunitätserlöse mit Prognoseungenauigkeiten bezüglich Stromnachfrage und Strompreis-Entwicklung einhergehen. Bei der **Strompreisentwicklung** sollte darauf geachtet werden, dass **keine unrealistischen Steigerungen** des Arbeitspreises zugrunde gelegt werden. So sind bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen teilweise relativ hohe Steigerungsraten von zum Beispiel 3 % p. a. hinterlegt, was für den Hauseigentümer zu irreführenden Einschätzungen führen kann.

Auch die Anschaffung eines **Batteriespeichers** führt tendenziell zu einer **Minderung der Wirtschaftlichkeit** des PV-Systems, da die Erhöhung des realisierbaren Eigenverbrauchs die zusätzlichen Anschaffungskosten meist nicht amortisieren können. Somit kann es sinnvoll sein, das

⁴ Damit die Auslegung am Dachpotenzial auch in den kommenden Jahren weiterhin attraktiver bleibt, muss jedoch dem Rückgang der Vergütungssätze dringend entgegengewirkt werden. So erwartet HTW (2020) für die Jahre 2022 bis 2023 einen Kipppunkt für diese Logik.

verfügbare Budget für zusätzliche PV-Module zu nutzen. Außerdem sollte berücksichtigt werden, dass die Nutzung von Batteriespeichern Verluste bei der Ein- und Ausspeicherung sowie durch den Stand-by-Verbrauch verursacht.

Es muss ein Umdenken in der Kommunikation und der Formulierung von Motiven für die Installation von PV-Dachanlagen erfolgen.

Der Anreiz für die Installation einer PV-Anlage sollte nicht sein, möglichst viel des Stroms selbst zu verbrauchen und das eigene Haus als abgeschlossenen Stromkosmos zu betrachten, sondern zu einer möglichst hohen **Dekarbonisierung des gesamten Stromsystems** beizutragen. Nach Agora Energiewende; Stiftung Klimaneutralität; Agora Verkehrswende (2021) braucht es in den nächsten zehn Jahren eine Verdopplung des PV-Zubaus und in den darauf folgenden Jahren die vierfache Zubauleistung im Vergleich zu den aktuellen Zahlen, damit bis zum Jahr 2045 die Klimaneutralität erreicht werden kann.

Hauseigentümern ist in jedem Fall zu empfehlen, sich auch ein Angebot für eine nach dem vorhandenen Dachpotenzial ausgelegte Anlage erstellen zu lassen und dieses mit einer nach dem Eigenverbrauch ausgerichteten Anlage zu vergleichen. Auch PV-Installateure sollten dem Trend der letzten Jahre entgegenwirken und prüfen, welche Anlagengröße im individuellen Fall am wirtschaftlichsten ist und dies entsprechend ihren Kunden gegenüber kommunizieren.

5 Literatur

Agora Energiewende; Stiftung Klimaneutralität; Agora Verkehrswende (Hg.) (2020): Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Klimaneutrales Deutschland, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2020. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB_V111.pdf.

Agora Energiewende; Stiftung Klimaneutralität; Agora Verkehrswende (Hg.) (2021): Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, 2021. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hg.) (2020): Schwencke, T.; Bantle, C. BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020, Haushalte und Industrie. Berlin, 07.01.2020. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf, zuletzt geprüft am 27.05.2021.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2021): AGEE-Stat - Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Zeitreihen-zur-Entwicklung-der-erneuerbaren-Energien-in-Deutschland-1990-2020, unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Energien-Statistik (AGEE-Stat). Unter Mitarbeit von Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Februar 2021. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=31, zuletzt geprüft am 12.04.2021.

BNetzA - Bundesnetzagentur; BKartA - Bundeskartellamt (Hg.) (2021). Monitoringbericht 2020, 01.03.2021.

BSW-Solar - Bundesverband Solarwirtschaft (Hg.) (2021): EuPD Research Sustainable Management GmbH. Photovoltaik-Preismonitor Deutschland, 1. Quartal 2021, 02.2021.

Bundesregierung (2021): Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19._Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf, zuletzt geprüft am 27.05.2021.

Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Hg.) (2020): Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme. Photovoltaics Report. Unter Mitarbeit von Burger, B.; Kiefer, K.; Kost, C.; Nold, S.; Philipps, S. et al., 16.09.2020, zuletzt geprüft am 16.03.2021.

HTW - Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (2021): Unabhängigkeitsrechner Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (Hg.). Online verfügbar unter <https://pvspeicher.htw-berlin.de/unabhaengigkeitsrechner/>, zuletzt geprüft am 15.03.2021.

HTW - Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (Hg.) (2019): Bergner, J.; Quaschnig, V. Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer. Unter Mitarbeit von Weniger, J.; Siegel, B. und Maier, S., März 2019. Online verfügbar unter <http://pvspeicher.htw-berlin.de>, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

HTW - Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (Hg.) (2020): Bergner, J.; Weniger, J.; Siegel, B.; Quaschnig, V. Deckelstudie: Ausbaubremse Photovoltaik-Zubaudeckel, Geht der Photovoltaik aufgrund des atmenden Zubaudeckels die Puste aus?. Berlin, 2020. Online verfügbar unter https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW_Berlin-03_2020-Deckelstudie.pdf, zuletzt geprüft am 27.05.2021.

ISE - Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (Hg.) (2018): Fraunhofer ISE - Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme. Stromgestehungskosten erneuerbare Energien (März 2018). Freiburg, 2018. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2018.

Öko-Institut (2021). EEG-Rechner, Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende (Modellversion 4.1.6), 2021. Online verfügbar unter <http://www.agora-energiewende.de/service/eeg-rechner/>, zuletzt geprüft am 27.05.2021.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2019): Purr, K.; Günther, J.; Lehmann, H.; Nuss, P. Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität, RESCUE-Studie (Climate Change, 36/2019). Dessau-Roßlau, 2019. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf, zuletzt geprüft am 04.05.2020.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2020): Jochen Metzger; Dr. Markus Kahles; Tobias Kelm; Anna-Lena Fuchs; Daniela Fietze. Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs, Weiterbetrieb ausgeförderter Photovoltaikanlagen - Kurzugutachten. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg; Stiftung Umweltenergierecht, Januar 2020. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/climate_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefoerderte_photovoltaik.pdf, zuletzt geprüft am 11.03.2021.

VZ NRW - Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen (2021): Solarrechner, Wie hoch ist der Anteil des Solarstroms im E-Auto? Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.verbraucherzentrale.nrw/solarrechner>, zuletzt geprüft am 15.03.2021.

ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg; Bosch & Partner (Hg.) (2019): Kelm, T.; Metzger, J.; Jachmann, H.; Günnewig, D.; Püschel, M.; Schicketanz, S.; Kinast, P.; Thylmann, M.; Nazerian, V. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Abschlussbericht. Stuttgart, 2019. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschund-partner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7, zuletzt geprüft am 15.04.2020.