



# Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen des zweiten Segments (Dachanlagen)

Erstellt im Auftrag des  
Bundesministeriums für  
Wirtschaft und Energie

**Erstellt durch:**

**Zentrum für Sonnenenergie- und  
Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg  
Meitnerstraße 1  
70563 Stuttgart**

**Kontakt:**

**Tobias Kelm  
tobias.kelm@zsw-bw.de  
0711 – 7870 250**

**Stand: Oktober 2025**

## Inhaltsverzeichnis

1.	HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG .....	3
2.	VORGEHENSWEISE UND ANNAHMEN .....	3
2.1.	Berechnungsmodell.....	3
2.2.	Annahmen für die Berechnung .....	4
3.	ERGEBNISSE DER STROMGESTEHUNGSKOSTENBERECHNUNG .....	6
4.	QUELLEN .....	11

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Preise für PV-Module (durchschnittliche Angebotspreise für verzollte Ware auf dem europäischen Spotmarkt). Datenquelle: pvXchange [3].....	5
Abbildung 1: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 1,5 MW-Anlage .....	8
Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 3,0 MW-Anlage .....	8
Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 5,0 MW-Anlage .....	8

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Angesetzte Systempreise (Inbetriebnahme 2027) in Abhängigkeit von der Anlagengröße (ohne MwSt.).....	5
Tabelle 2: Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit von der Anlagenleistung .....	6
Tabelle 3: Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse, Stromgestehungskosten in ct/kWh.....	8

## 1. Hintergrund und Zielsetzung

Die Bundesnetzagentur kann nach § 85a Absatz 1 und 2 EEG 2023 die Höchstwerte der Ausschreibungen für erneuerbare Energien festlegen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat diesbezüglich das ZSW im Rahmen des Vorhabens „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum sparten-spezifischen Vorhaben „solare Strahlungsenergie“ damit beauftragt, die aktuelle Kosten- und Zinssituation darzulegen und einzuordnen. Im vorliegenden Papier werden die Kosten von großen PV-Dachanlagen im EEG-Ausschreibungssystem (Solarausschreibungen des zweiten Segments) thematisiert.

Die vorliegenden Berechnungen und die darauf basierende Analyse ist auf die Kostenseite fokussiert. Die Einnahmenseite wird qualitativ beleuchtet, da diese in hohem Maße abhängig ist von den jeweiligen Randbedingungen und dem Geschäftsmodell.

## 2. Vorgehensweise und Annahmen

### 2.1. Berechnungsmodell

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt mittels eines Cashflow-Modells. Damit werden neben den initial anfallenden Investitionskosten alle die über die Kalkulationsdauer anfallenden Kosten berücksichtigt. Unter Berücksichtigung der jährlichen Stromerträge, für die die Leistungsminde-rung (Degradation) der Anlage eingerechnet wird, sowie dem kalkulatorischen Zinssatz (gewichteter Wert aus Eigen- und Fremdkapitalzinsen) ergeben sich die Stromgestehungskosten gemäß folgender Formel [1]:

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

StGK: Stromgestehungskosten, auch LCOE (levelized costs of electricity) in Euro/MWh

$I_0$ : Gesamtinvestition in Euro

$A_t$ : Betriebskosten zum Zeitpunkt t

$M_{el}$ : jährlicher Energieertrag in MWh

i: kalkulatorischer Zinssatz, auch WACC (weighted average cost of capital)

n: Nutzungsdauer in Jahren

t: Betriebsjahr t

Die Stromgestehungskosten werden im vorliegenden Papier in Eurocent pro kWh (ct/kWh) ausgewiesen, da Gebote in ct/kWh abgegeben werden müssen und dementsprechend auch der Höchstwert in dieser Einheit festgelegt wird. Nachfolgend werden die Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten erläutert.

## 2.2. Annahmen für die Berechnung

Nachfolgend werden die einzelnen Berechnungsparameter dargestellt und erläutert. Um das breite Spektrum von Kosten, Betriebsparametern und damit Stromgestehungskosten abzubilden, werden Sensitivitätsanalysen für relevante Berechnungsparameter durchgeführt.

### Rahmenannahmen

Da das EEG eine Vergütungsdauer von 20 Jahren vorsieht, erfolgt die Berechnung der Stromgestehungskosten mit einer einheitlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 20 Jahren. Das heißt, dass alle in diesem Zeitraum anfallenden Kosten berücksichtigt werden. Nicht in die Berechnung einbezogen werden Kosten, die im Falle eines etwaigen Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus anfallen.

Die vorliegenden Berechnungen erfolgen im Rahmen der Festlegung des Höchstwertes für die Ausschreibungsrunden im Jahr 2026. Unter Berücksichtigung der Realisierungsdauer der Anlagen wird deshalb das Jahr 2027 als Zeitpunkt der Inbetriebnahme angesetzt.

Die Berechnung erfolgt auf Basis von nominalen Netto-Kostenangaben ohne Berücksichtigung der Umsatzsteuer.

### Volllaststunden und Stromertrag

Für die hier betrachteten PV-Dachanlagen wird einheitlich von 900 Volllaststunden ausgegangen. Dies entspricht einem spezifischen Stromertrag von 900 kWh pro kW installierter Leistung.

PV-Module unterliegen einer altersbedingten Leistungsminderung. Diese so genannte Degradation wird mit 0,25 % p. a. angesetzt [2].

Der spezifische Stromertrag von 900 kWh/kW wird im Rahmen der Sensitivitätsanalysen im Bereich von  $\pm 10$  % variiert (810 bis 990 kWh/kW). Dies spiegelt eine realistische Größenordnung der einstrahlungsbedingten Bandbreite der Anlagenenerträge innerhalb Deutschlands wider.

Die Auswirkungen negativer Strompreise und der damit einhergehende Verlust der Marktprämie in den betreffenden Stunden wird in Kapitel 3 im Rahmen der Einordnung analysiert.

### Entwicklung der Modul- und Systempreise

Mit rund einem Fünftel des gesamten Anlagenpreises (Systempreis) sind die PV-Module der größte Einzelposten großer PV-Dachanlagen. Die Modulpreisentwicklung in den vergangenen drei Jahren war äußerst dynamisch (siehe Abbildung 1). Der Preis für Standardmodule ist von rund 0,25 €/W im September 2021 aufgrund von Lieferkettenproblemen und der allgemeinen Teuerung innerhalb eines Jahres um 40 % auf 0,35 €/W gestiegen. Anschließend sind die Preise im Verlauf eines Jahres auf 0,2 €/W gefallen. Innerhalb von etwas mehr als einem weiteren Jahr sanken die Preise weiter auf rund 0,10 €/W Ende 2024. Aktuell, im Herbst 2025, liegt der Preis weiterhin in der Größenordnung von 0,1 €/W. Hocheffizienzmodule mit Wirkungsgraden über 23 % haben sich dem Preis von Standardmodulen angenähert und liegen aktuell rund 20 % oberhalb von Standardmodulen bei 0,12 €/W. [3]

Einer der Hauptgründe für das weiterhin geringe Preisniveau ist die weiter gestiegene globale Produktionskapazität, vor allem in China. Ende 2024 lag die globale Produktionskapazität von Modulen

bei 1,3 TW, von Wafern bei 1,1 TW bei einer weltweiten Nachfrage von gut 0,5 TW. Da absehbar die Produktionskapazitäten schneller als die Nachfrage wachsen werden, ist zu erwarten, dass die Auslastung auf allen Wertschöpfungsstufen (Module, Zellen, Wafer, Silizium) zunächst weiter sinken und erst ab 2027 wieder leicht steigen wird. [4] Angesichts dieser Erwartungen ist auch weiterhin von hohem Wettbewerbsdruck und niedrigen Modulpreisen auszugehen. Neben Unsicherheiten über die tatsächliche Entwicklung bestehen auch Unsicherheiten über etwaige politische Maßnahmen seitens der EU, wie z. B. die Einführung von Einfuhrzöllen.

Für die Berechnungen der Stromgestehungskosten wird mit Blick auf 2027 konservativ angenommen, dass sich der Preisverfall nicht fortsetzt und sich die Preise auf dem derzeitigen Niveau von 0,10 bis 0,12 €/W einpendeln. Höhere oder niedrigere Modulpreise werden im Rahmen der Sensitivitätsanalyse mit einer Variation des Systempreises abgebildet (s. unten).

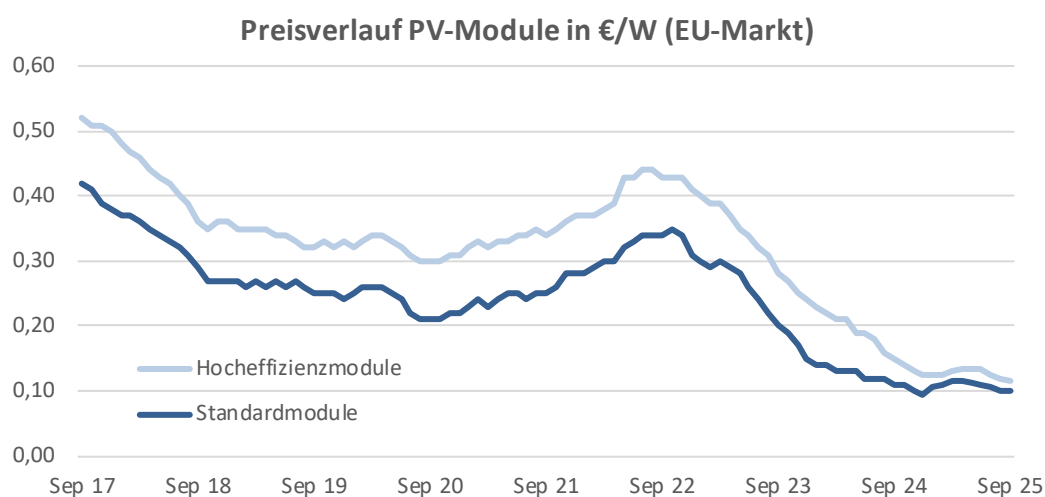


Abbildung 1: Entwicklung der Preise für PV-Module (durchschnittliche Angebotspreise für verzollte Ware auf dem europäischen Spotmarkt). Datenquelle: pvXchange [3]

Der Markt der großen PV-Dachanlagen wird anhand von drei Referenzanlagen zwischen 1,5 und 5,0 MW abgebildet. Für diese Anlagen wurden folgende Preise angesetzt (Tabelle 1):

Tabelle 1: Angesetzte Systempreise (Inbetriebnahme 2027) in Abhängigkeit von der Anlagengröße (ohne MwSt.)

Systempreis [€/kW]	
1,5 MW	720
3,0 MW	660
5,0 MW	630

Datenquelle: [5], unveröffentlichte Branchenangaben, eigene Berechnungen/Fortschreibungen

Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen werden die Systempreise mit  $\pm 10\%$  variiert. Dies spiegelt zum einen die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Modul- und Systempreise wider, andererseits bildet es das Spektrum unterschiedlicher Strukturen auf dem PV-Markt ab (unterschiedliche Bezugskonditionen, Generalunternehmer oder mehrere Dienstleister für Teilleistungen).

## Finanzierungskosten und kalkulatorischer Zins

Nachdem der Leitzins bis Ende 2024 innerhalb von rund eineinhalb Jahren sehr stark erhöht wurde, wurde anschließend ebenso schnell eine Absenkung umgesetzt. Dies spiegelt sich auch in den Finanzierungskosten von EE-Anlagen wider. Ausgehend von einem aktuellen Leitzins von 2,0 % kann von einer weiteren Absenkung um 25 Basispunkte (0,25 Prozentpunkte) ausgegangen werden [6].

Im KfW-Programm 270 zur Finanzierung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien liegen die Zinssätze aktuell (gültig seit 23.09.2025) bei effektiv 4,0 bis 4,5 % (Preisklassen A/B, 15 Jahre Laufzeit/Zinsbindung). Angesichts einer weiteren moderaten Absenkung entlang der Leitzinsentwicklung wird für die vorliegenden Berechnungen ein Fremdkapitalzins von 4,1 % angenommen. Mit einem Anteil von 25 % Eigenkapital und einer Eigenkapitalverzinsung von 8 % resultiert daraus ein kalkulatorischer Mischzins (WACC, weighted average costs of capital) von rund 5,1 %. Die Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Zinsen wird über eine Parametervariation des Kalkulationszinseszinses in der Größenordnung von  $\pm 10$  % abgebildet (d. h. rund 4,6 % bis 5,6 %).

## Betriebskosten

Die Betriebskosten werden mit 15 €/kW und Jahr angesetzt. Diese werden über die betrachtete Kalkulationsdauer von 20 Jahren mit einer Preissteigerung von 2 % p.a. verrechnet. Dies entspricht dem EZB-Inflationsziel und den übergreifenden gemeinsamen Annahmen für die Spartenvorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht. Zusätzlich werden für die Kosten der Direktvermarktung 3 €/kW und Jahr angesetzt.

## 3. Ergebnisse der Stromgestehungskostenberechnung

Im Folgenden dargestellt sind die Ergebnisse der Stromgestehungskostenrechnung. Zunächst sind die Ergebnisse für den Basisfall angegeben. Anschließend folgen die Ergebnisse der Parametervariation (Sensitivitätsanalysen). Die Ergebnisse werden abschließend anhand des aktuell geltenden von der Bundesnetzagentur festgelegten Höchstwerts und im Lichte der Wettbewerbssituation in den Ausschreibungen eingeordnet.

### Ergebnisse für den jeweiligen Basisfall

Die mit den oben erläuterten Eingangsparametern ermittelten Stromgestehungskosten für große Dachanlagen mit 1,5 bis 5,0 MW betragen zwischen 8,2 und 9,0 ct/kWh (Tabelle 2).

*Tabelle 2: Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit von der Anlagenleistung*

LCOE in ct/kWh	
1,5 MW	9,0
3,0 MW	8,4
5,0 MW	8,2

Je nach Entwicklung der Investitionskosten und der Zinsen sind davon abweichende Stromgestehungskosten zu erwarten. Anhaltspunkte für höhere oder niedrigere Eingangsparameter geben die folgenden Sensitivitätsanalysen.

## Sensitivitätsanalysen

Im Rahmen der folgenden Sensitivitätsanalysen werden Parameter variiert, um die Auswirkungen höherer oder niedrigerer Eingangsgrößen auf die Höhe der Stromgestehungskosten zu analysieren. Folgende der in Kapitel 2.2 angeführten Parameter werden in einem Bereich von  $\pm 10\%$  um den Ausgangswert variiert:

- Investitionskosten
- Stromertrag
- Kalkulatorischer Zins (WACC)
- Betriebskosten

Mit der Sensitivitätsanalyse können jedoch nur Anhaltspunkte zu den Auswirkungen höherer oder niedriger Eingangsparameter geliefert werden. Inwiefern diese in welcher Kombination im Markt anzutreffen sind, kann mangels entsprechender Daten nicht beantwortet werden.

Die Sensitivitätsanalyse erfolgt jeweils getrennt nach Anlagengrößen. Mit den folgenden Abbildungen und einer zusammenfassenden Tabelle werden die Ergebnisse veranschaulicht.

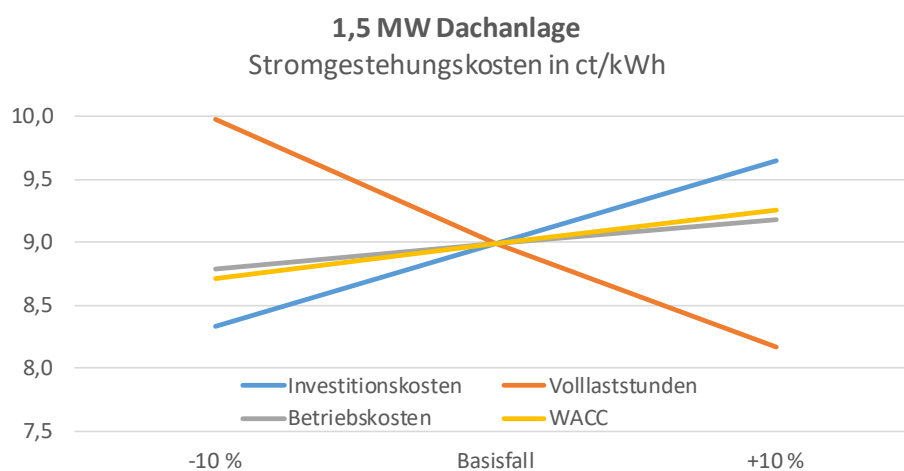


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 1,5 MW-Anlage

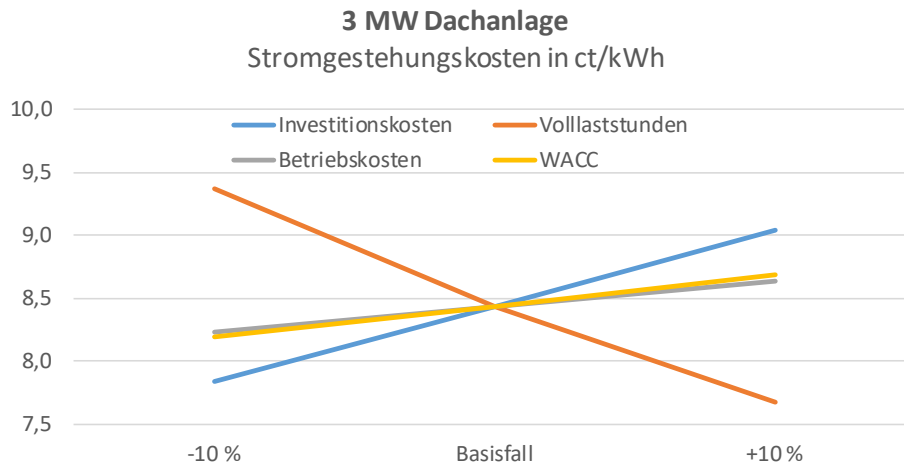


Abbildung 3: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 3,0 MW-Anlage

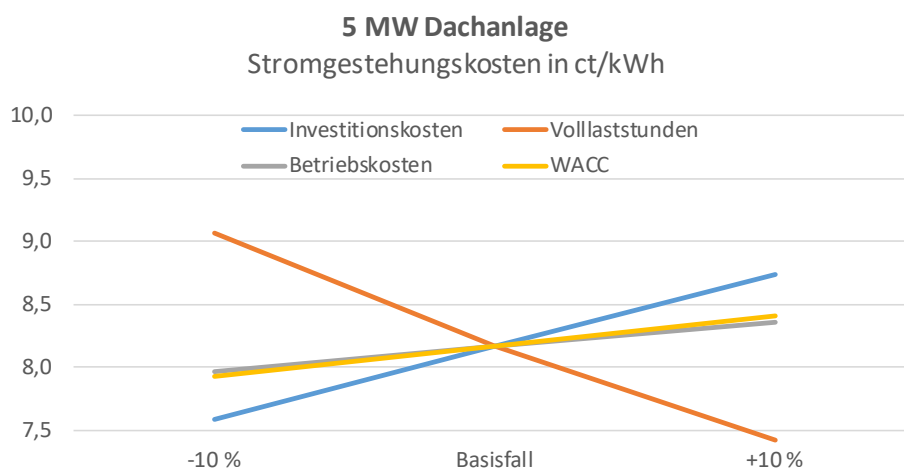


Abbildung 4: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 5,0 MW-Anlage

In Tabelle 3 sind die Werte der obigen Abbildungen zusammengefasst:

Tabelle 3: Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse, Stromgestehungskosten in ct/kWh

	1,5 MW	3,0 MW	5,0 MW
<b>Basisfall</b>	<b>9,0</b>	<b>8,4</b>	<b>8,2</b>
spezifische Investitionskosten -10 %	8,3	7,8	7,6
spezifische Investitionskosten +10 %	9,6	9,0	8,7
Volllaststunden -10 %	10,0	9,4	9,1
Volllaststunden +10 %	8,2	7,7	7,4
Betriebskosten -10 %	8,8	8,2	8,0
Betriebskosten +10 %	9,2	8,6	8,4
WACC -10 %	8,7	8,2	7,9
WACC +10 %	9,3	8,7	8,4

## Einordnung

Für große PV-Dachanlagen, die 2025 in Betrieb gehen, wurden mit den in Kapitel 2.2 angeführten Annahmen Stromgestehungskosten von 8,2 bis 9,0 ct/kWh ermittelt. Dem gegenüber steht ein Höchstwert für 2025 von 10,4 ct/kWh. Die ausgewiesenen Stromgestehungskosten liegen damit unterhalb der Höchstwertfestlegung der Bundesnetzagentur. Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Stromgestehungskosten bei höheren oder niedrigeren Eingangsparametern davon abweichen können. Durch eine **Kombination günstiger Rahmenbedingungen**, beispielsweise eines guten Standorts mit höheren Volllaststunden und geringeren Finanzierungskosten, können im mittleren Fall (3 MW) Stromgestehungskosten in der Größenordnung von 7,5 ct/kWh erreicht werden

Es kann davon ausgegangen werden, dass viele Anlagenbetreiber mit einer Nutzungsdauer oberhalb der zwanzigjährigen EEG-Vergütungsdauer kalkulieren und die erwarteten Kosten und Erlöse in ihr Gebot einpreisen. Eine um fünf Jahre **längere Kalkulationsdauer** führt dazu, dass die Stromgestehungskosten der betrachteten Anlagen um rund 0,6 bis 0,7 ct/kWh niedriger liegen. Kombiniert mit guten Einstrahlungsbedingungen und geringen Finanzierungskosten sind damit größenordnungsmäßig Stromgestehungskosten von 7 ct/kWh möglich.

Dem gegenüber stehen aktuelle Zuschlagswerte der Runden 2024 und 2025 in der Größenordnung 9 ct/kWh. Dabei ist das Zuschlagspreinsniveau leicht gestiegen, wozu das seit 2025 sinkende Gebotsvolumen und der abnehmende Wettbewerb beigetragen haben.

In den vergangenen Jahren traten vermehrt **Stunden mit negativen Preisen** auf. Bis 2023 betrafen diese Zeiten maximal 8 % der PV-Stromerzeugung, 2024 waren es bereits 20 % [7]. Gemäß § 51 EEG 2023 erhalten Anlagenbetreiber in den betreffenden Stunden mit negativen Strompreisen keine Marktprämie. Damit besteht ein Anreiz, bei negativen Preisen nicht einzuspeisen. Wird angenommen, dass sich das Auftreten negativer Preise innerhalb der nächsten 20 bis 25 Jahre auf im Mittel 15 % des PV-Stroms einpendelt (Hochlauf von Stromspeichern und Nachfrageflexibilität) und die betreffenden PV-Strommengen abgeregelt und nicht anderweitig genutzt werden, erhöhen sich die im jeweiligen Basisfall ausgewiesenen Stromgestehungskosten in der Größenordnung von 1,5 ct/kWh. Dies stellt jedoch eher einen theoretischen Fall dar. Zum einen ist je nach Projekt ggf. eine (anteilige) Eigennutzung möglich (s. unten), zum anderen sieht das EEG einen Ausgleichsmechanismus in § 51a vor. Demnach verlängert sich der Vergütungszeitraum um die entsprechende Dauer (unter Berücksichtigung der Erzeugungscharakteristik).

Für Anlagenbetreiber besteht die Möglichkeit, **zusätzliche Erlöse** zu generieren, die zu den im Rahmen der EEG-Förderung gewährten Zahlungen hinzukommen oder diese übersteigen. Bei Dachanlagen ist eine anteilige Eigennutzung des eigenerzeugten Stroms denkbar. Sofern Anlagenbetreiber und Stromverbraucher personenidentisch sind, ist dies vergleichsweise einfach umsetzbar (Eigenversorgung). Sofern Anlagenbetreiber und Stromverbraucher im Gebäude nicht personenidentisch sind, ist eine Drittbelieferung möglich, die jedoch mit höheren Anforderungen einhergeht (Verträge, Rechnungsstellung und Abrechnung). Theoretisch denkbar ist auch der anteilige oder zeitweise Stromabsatz in Form einer Stromeinkaufsvereinbarung (PPA, power purchase agreement), was aufgrund geringer PPA-Preise von aktuell 3 bis 4 ct/kWh [8] für Dachanlagen uninteressant ist. Weiterhin können im Rahmen des Marktprämienmodells zusätzliche Erlöse erzielt werden, wenn der Marktwert des vermarkteten Stroms oberhalb des jeweiligen anzulegenden Wertes liegt.

Die obigen zusätzlichen Erlösmöglichkeiten können zwar qualitativ beschrieben, aber im Einzelnen aufgrund der Heterogenität und mangels projektspezifischer Informationen nicht quantifiziert werden. An dieser Stelle zeigt sich einer der zentralen Vorteile von Ausschreibungen für erneuerbare Energien: die Marktteilnehmer kennen die Kosten und die erforderlichen Erlöse ihrer Projekte und sind deshalb in der Lage, den jeweils erforderlichen anzulegenden Wert unter Berücksichtigung etwaiger zusätzlicher Erlöse zu bestimmen. Diese Informationen sind dem Gesetzgeber oder Regulierer (bzw. allgemein externen Akteuren) nicht oder nicht im Detail bekannt.

## 4. Quellen

- [1] Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEE, und IKEM -Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., „Wissenschaftlicher Gesamtbericht zum EEG-Erfahrungsbericht 2019. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017“. April 2019. Verfügbar unter: [https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/03/20190927\\_WGB\\_2019.pdf](https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/03/20190927_WGB_2019.pdf)
- [2] Fraunhofer ISE, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“. Juli 2024. Verfügbar unter: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf)
- [3] pvXchange, „Solar-Preisindex & Solarmodul-Preisentwicklung“, Solar-Preisindex & Solarmodul-Preisentwicklung. Verfügbar unter: <https://www.pvxchange.com/Preisindex>
- [4] International Energy Agency (IEA), „Renewables 2025. Analysis and forecast to 2030“. Zugegriffen: 7. Oktober 2025. Verfügbar unter: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/48eccb83-984c-45d2-bf78-67a61e88d241/Renewables2025.pdf>
- [5] Stiftung Klimaneutralität, „PV-Ausbauziele beibehalten, Kosten um ein Viertel senken, Anlagen sinnvoll integrieren - 10-Punkte-Plan zur Weiterentwicklung der PV-Politik“. 2025. Verfügbar unter: <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2025/07/10-Punkte-Plan-zur-Weiterentwicklung-der-PV-Politik.pdf>
- [6] „EZB-Zinsentscheid 2025: Aktueller Leitzins und Prognosen“, LBBW. Verfügbar unter: [https://www.lbbw.de/artikel/maerkte-verstehen/ezb-zinsentscheid-leitzins-prognosen\\_ait4bfmrfe\\_d.html](https://www.lbbw.de/artikel/maerkte-verstehen/ezb-zinsentscheid-leitzins-prognosen_ait4bfmrfe_d.html)
- [7] PV Magazine Deutschland, „Warum auch kleine Photovoltaikanlagen in Zukunft abregeln müssen“. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2024/09/10/warum-auch-kleine-photovoltaikanlagen-in-zukunft-abregeln-muessen/>
- [8] PV Magazine Deutschland, „Enervis PPA-Price-Tracker für Photovoltaik: Weitgehend konstantes PPA-Preisniveau im September“. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2025/10/10/enervis-ppa-price-tracker-fuer-photovoltaik-weitgehend-konstantes-ppa-preisniveau-im-september/>