bosch & partner

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Teilvorhaben solare Strahlungsenergie

Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen des zweiten Segments (Dachanlagen)

Erstellt im Auftrag des
Bundesministeriums für
Wirtschaft und Klimaschutz

Erstellt durch:

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

Bosch & Partner GmbH
Lortzingstr. 1
30177 Hannover

Projektleitung:

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

Bearbeiter:
Tobias Kelm
Henning Jachmann

Stand: 13.11.2023

Inhaltsverzeichnis

1. ZIELSETZUNG UND HINTERGRUND 3

2. VORGEHENSWEISE UND ANNAHMEN 3

2.1. Berechnungsmodell 3

2.2. Annahmen für die Berechnung 4

3. ERGEBNISSE DER STROMGESTEHUNGSKOSTENBERECHNUNG 5

4. QUELLEN 9

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 1,5 MW-Anlage 6

Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 3,0 MW-Anlage 7

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Angesetzte Systempreise in Abhängigkeit von der Anlagengröße (ohne MwSt.)..... 4

Tabelle 2: Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit von der Anlagenleistung 6

Tabelle 3: Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse, Stromgestehungskosten in ct/kWh..... 7

1. Zielsetzung und Hintergrund

Die Bundesnetzagentur kann nach § 85a Absatz 1 und 2 EEG die Höchstwerte festlegen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat diesbezüglich das ZSW im Rahmen des wissenschaftlichen Photovoltaik-Vorhabens zum EEG-Erfahrungsbericht 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 vorliegende Analyse ist auf die Kostenseite fokussiert. Die Auswirkungen der zwischenzeitlich stark gestiegenen und mittlerweile wieder gesunkenen Marktwerte bzw. vermiedener Strombezugskosten von Eigenversorgungsanlagen auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionsvorhaben werden hier nicht berücksichtigt.

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 Leistungsminderung (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 2024. Unter Berücksichtigung der Realisierungsdauer der Anlagen wird deshalb das Jahr 2025 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 ±10 % variiert (810 bis 990 kWh/kW). Dies spiegelt eine realistische Größenordnung der einstrahlungsbedingten Bandbreite der Anlagenerträge innerhalb Deutschlands wider.

Entwicklung der Modul- und Systempreise

Die Modul- und Systempreise haben sich seit Ende 2021 sehr dynamisch entwickelt. Im Zuge von Lieferkettenproblemen und der der allgemeinen Teuerung sind die Modulpreise innerhalb eines Jahres um 40 % gestiegen, um ab Ende 2022 aufgrund des Überangebots auf dem europäischen auf ein Niveau unterhalb des Jahres 2021 zu sinken. Insgesamt habe sich die zukünftigen Preiserwartungen für große PV-Anlagen gegenüber dem Jahr 2022 wieder deutlich entspannt.

Der Markt der großen PV-Dachanlagen wird anhand von zwei Referenzanlagen mit 1,5 und 3,0 MW abgebildet. Für diese Anlagen wurden folgende Preise angesetzt (Tabelle 1):

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

	Systempreis [€/kW]
1,5 MW	800
3,0 MW	720

Datenquelle: unveröffentlichte Branchenangaben, eigene Berechnungen

Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen werden die Systempreise mit ±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

Im Zuge gestiegener Zinsen haben sich auch die Finanzierungskosten von Projekten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verteuert. Zum Stand Ende September 2023 ist von Fremdkapitalzinsen in der Größenordnung von 5 % auszugehen (orientiert am KfW-Programm 270, Risikoklassen A/B, Laufzeit/Zinsbindung 15 Jahre). Das heutige Zinsniveau wird unverändert für die Berechnung der Stromgestehungskosten angesetzt, jedoch im Rahmen der Sensitivitätsanalysen variiert.

Mit einem üblichen Anteil von 25 % Eigenkapital und einer Eigenkapitalverzinsung von 8 % resultiert mit den obigen Fremdkapitalzinsen ein kalkulatorischer Mischzins (WACC, weighted average costs of capital) von 5,75 %.

Die Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Zinsen wird über eine Parametervariation in der Größenordnung von ±10 % abgebildet. Dies entspricht einer Bandbreite von rund 5,2 bis 6,3 % WACC.

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 3,2 €/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 Höchstwerts gemäß § 37b EEG 2023, der Festlegung der Bundesnetzagentur und im Lichte der Wettbewerbssituation in den Ausschreibungen eingeordnet.

Ergebnisse für den jeweiligen Basisfall

Die mit den oben erläutern Eingangsparametern ermittelten Stromgestehungskosten für große Dachanlagen mit 1,5 bis 3 MW betragen 10,1 ct/kWh bzw. 9,3 ct/kWh (Tabelle 2).

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

	LCOE in ct/kWh
1,5 MW	10,1
3,0 MW	9,3

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 ±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.

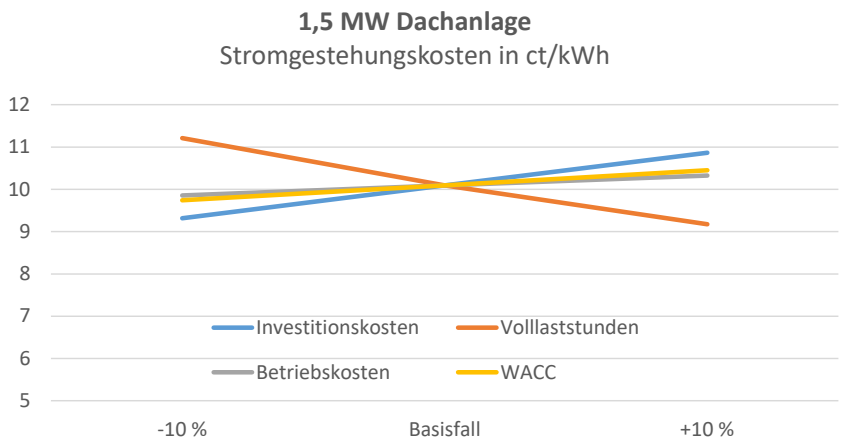

Abbildung 1: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 1,5 MW-Anlage

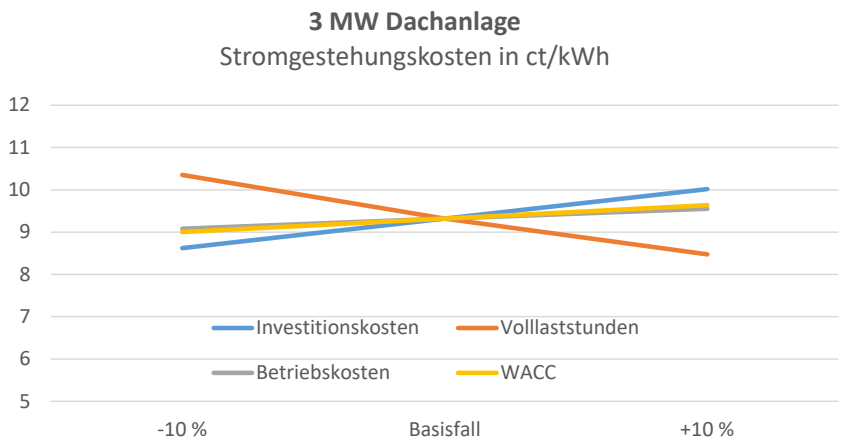

Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 3,0 MW-Anlage

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**
Basisfall	**10,1**	**9,3**
spezifische Investitionskosten -10 %	9,3	8,6
spezifische Investitionskosten +10 %	10,9	10,0
Volllaststunden -10 %	11,2	10,4
Volllaststunden +10 %	9,2	8,5
Betriebskosten -10 %	9,9	9,1
Betriebskosten +10 %	10,3	9,6
WACC -10 %	9,7	9,0
WACC +10 %	10,5	9,6

Einordnung

Für große PV-Dachanlagen, die 2025 in Betrieb gehen, wurden mit den in Kapitel 2.2 angeführten Annahmen Stromgestehungskosten von 9,3 bis 10,1 ct/kWh ermittelt. Dem gegenüber steht nach § 37b EEG 2023 ein Höchstwert von maximal 9,0 ct/kWh.

Nach § 85a Absatz 1 EEG 2023 hat die Bundesnetzagentur den Höchstwert für 2023 um das zulässige Maximum von 25 % und damit auf 11,25 ct/kWh gegenüber dem im EEG festgelegten Höchstwert von 5,9 ct/kWh angehoben. Die ausgewiesenen Stromgestehungskosten von 9,3 bis 10,1 ct/kWh liegt somit weiterhin oberhalb von dem im EEG geregelten Höchstwert, aber unterhalb der Höchstwertfestlegung der Bundesnetzagentur für das Jahr 2023.

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Stromgestehungskosten bei höheren oder niedrigeren Eingangsparametern davon abweichen können und damit entweder näher beim Höchstwert des EEG oder näher an dem für 2023 festgelegten Höchstwert liegen.

Anlagenbetreiber können zusätzliche Erlöse 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). In der Regel gehen damit höhere Erlöse einher als mit dem jeweiligen bezuschlagten anzulegenden Wert. Weiterhin können im Rahmen des Marktprämienmodells zusätzliche Erlöse erzielt werden, wenn der Marktwert des vermarkteten Stroms oberhalb des jeweiligen anzulegenden Wertes liegt. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass viele Anlagenbetreiber mit einer Nutzungsdauer oberhalb der zwanzigjährigen EEG-Vergütungsdauer kalkulieren und die erwarteten Kosten und Erlöse in ihr Gebot einpreisen.

Die obigen zusätzlichen Erlösmöglichkeiten können zwar qualitativ beschrieben, aber im Einzelnen aufgrund der Heterogenität und mangels projektspezifischen Informationen nicht quantifiziert werden. An dieser Stelle zeigt sich einer der zentralen Vorteile von Ausschreibungen für erneuerbare Energien: die Marktakteure 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.

In der Vergangenheit lagen die gewichteten Zuschlagswerte zum Teil deutlich unterhalb der Höchstwerte bzw. der Stromgestehungskosten (vgl. Ausschreibungsrunden im Jahr 2021 und im Jahr 2023). Es muss davon ausgegangen werden, dass die Bieter dazu in der Lage waren und sind, zusätzliche Erlöse einzukalkulieren (vgl. die obigen Möglichkeiten) oder günstigere Anlagen zu realisieren. Wenn Wettbewerb herrscht (Gebotsvolumen > Ausschreibungsvolumen), besteht für die Bieter ein Anreiz, dies bei der Gebotshöhe zu berücksichtigen.

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://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/fraunhofer-iee-ikem-fraunhofer-iee-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=1

2. KOST, C., SHAMMUNGAM, S., FLURI, V., PEPER, D., MEMAR, A. und SCHLEGL, T. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Juni 2021. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf