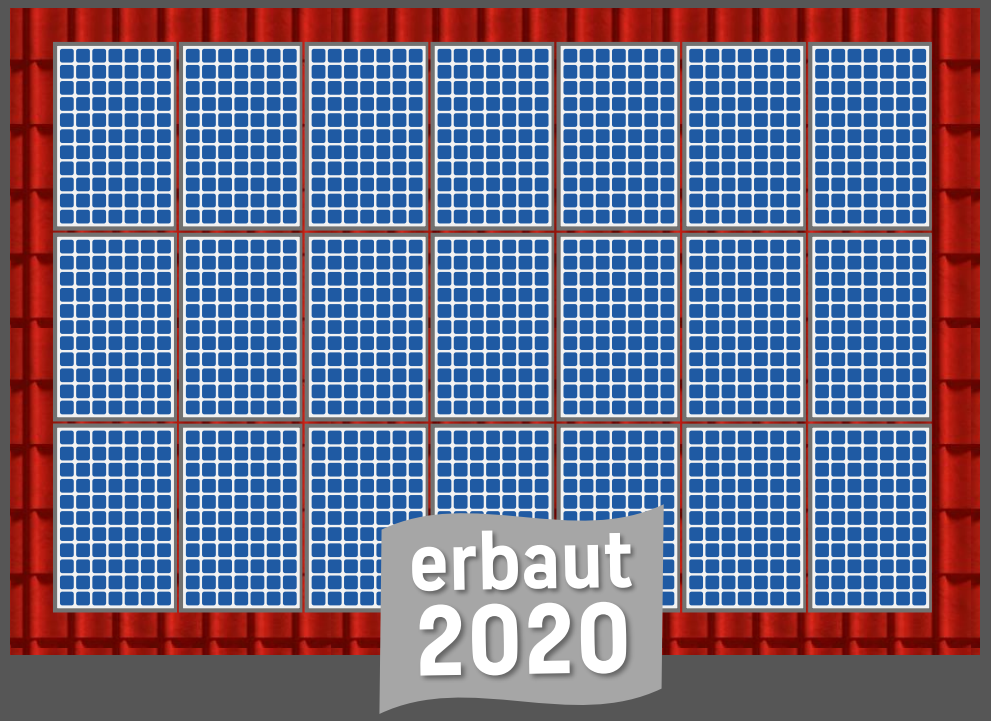
Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

Deckelstudie: Ausbaubremse Photovoltaik-Zubaudeckel

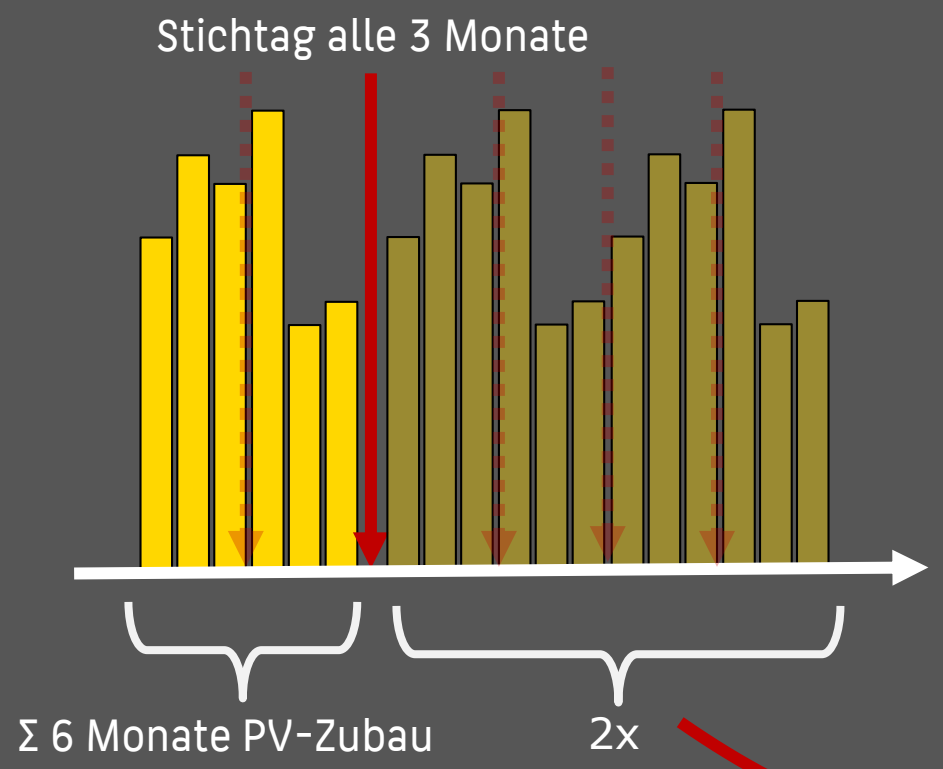
Geht der Photovoltaik aufgrund des ~~atmenden~~ würgenden Zubaudeckels die Puste aus?

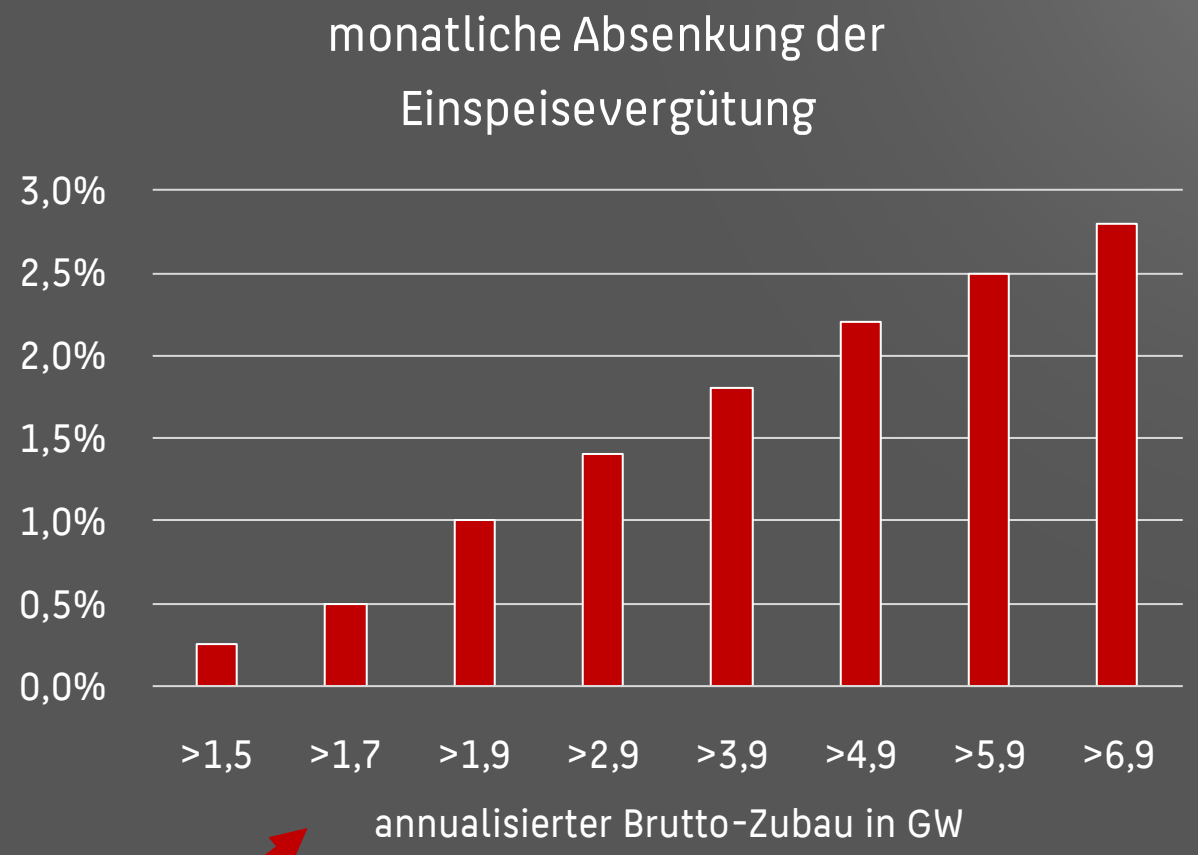


Kurzfassung: Problematik und Hintergründe

- Nach Abschaffung des 52-GW-Deckels bleibt mit dem **atmenden Deckel** eine weitere große Hürde für den Ausbau der Photovoltaik (PV) in Deutschland bestehen.
- Der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankerte atmende Deckel für PV-Anlagen führt zu einer **drastischen Vergütungssenkung** bis Ende 2022, sofern das derzeit wenig ambitionierte PV-Ausbauziel der Bundesregierung bei 1,9 GW verbleibt.
- In der Folge wird die Einspeisevergütung in Kürze die Stromgestehungskosten auch von ertragsstarken Dachanlagen unterschreiten, sodass **rein netzeinspeisende PV-Anlagen** bald nicht mehr realisiert werden können.
- Die erforderliche **Fokussierung auf die Eigenverbrauchsmaximierung** verschenkt kostbare Dachflächen, die nicht vollständig mit PV-Anlagen belegt werden.
- Die vor Jahren eingeführte **zubauabhängige Degression der Einspeisevergütung** ist nicht mehr zeitgemäß, da ein höherer PV-Zubau perspektivisch aufgrund des Fachkräftemangels in der Solarbranche zu steigenden Preisen führen wird.
- Das **Aussetzen der Degression der Einspeisevergütung** ist für den weiteren PV-Ausbau, mindestens bis zum Erreichen eines PV-Zubaus der im Einklang mit den Pariser Klimaschutzzielen steht, **zwingend erforderlich**.
- Darüber hinaus sollte eine Anhebung der Einspeisevergütung in Betracht gezogen werden, um einen **Anreiz für einen schnellen PV-Ausbau** zu schaffen, der den Herausforderungen des Klimawandels gerecht wird.

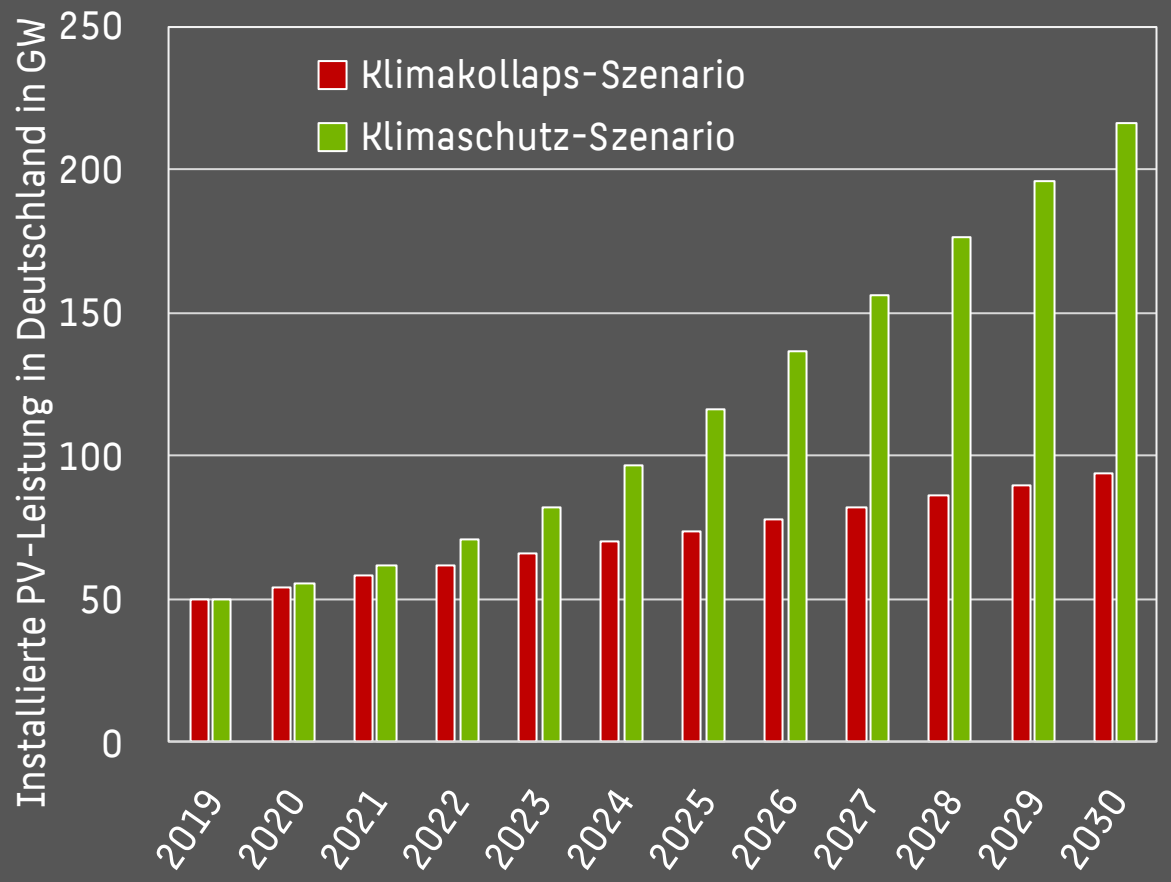
Status quo: Mechanismus des atmenden Deckels

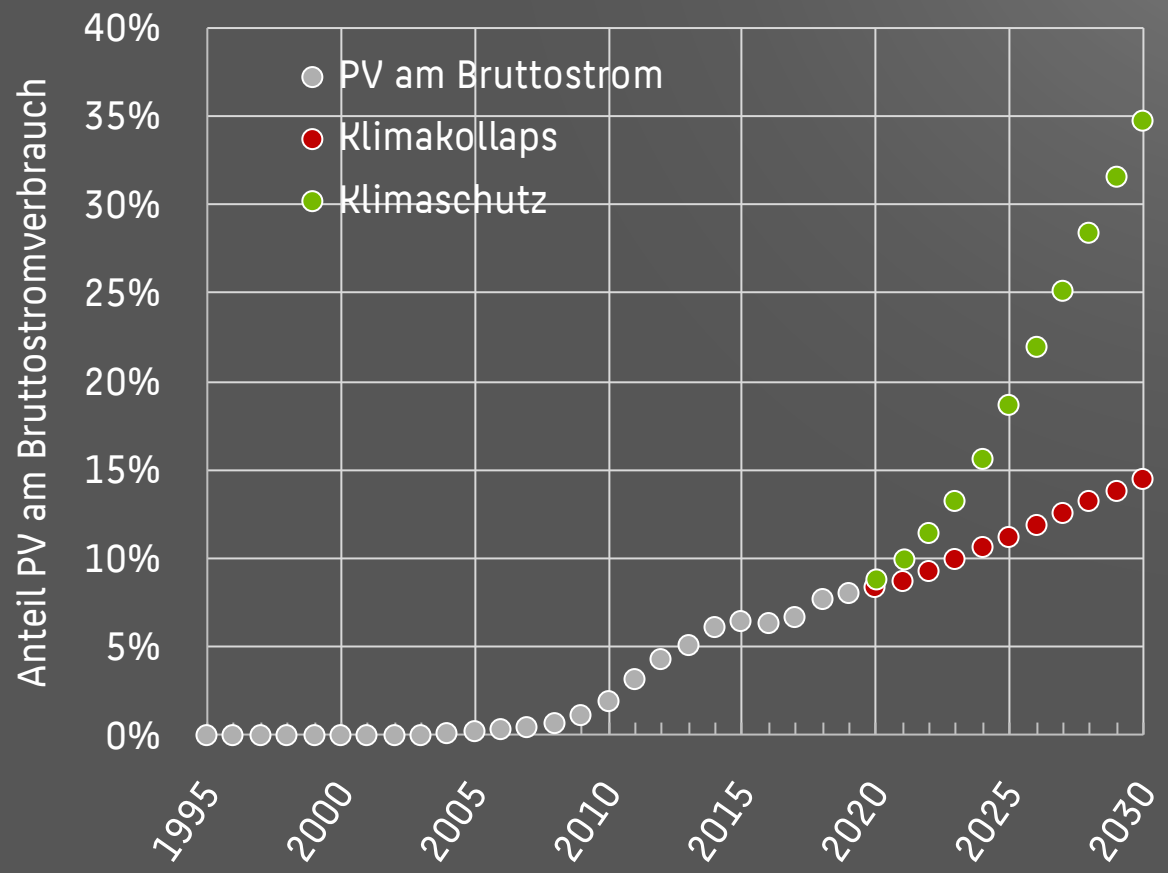




- Für die Bestimmung der künftigen Vergütungshöhe wird der Zubau annualisiert und alle drei Monate mit den **Zielwerten in § 49 des EEG** verglichen. Daraus ergibt sich die monatliche Vergütungsabsenkung.
- Für die Annualisierung wird der **Zubau der vergangenen sechs Monate mit zwei multipliziert**.

Szenariobetrachtung



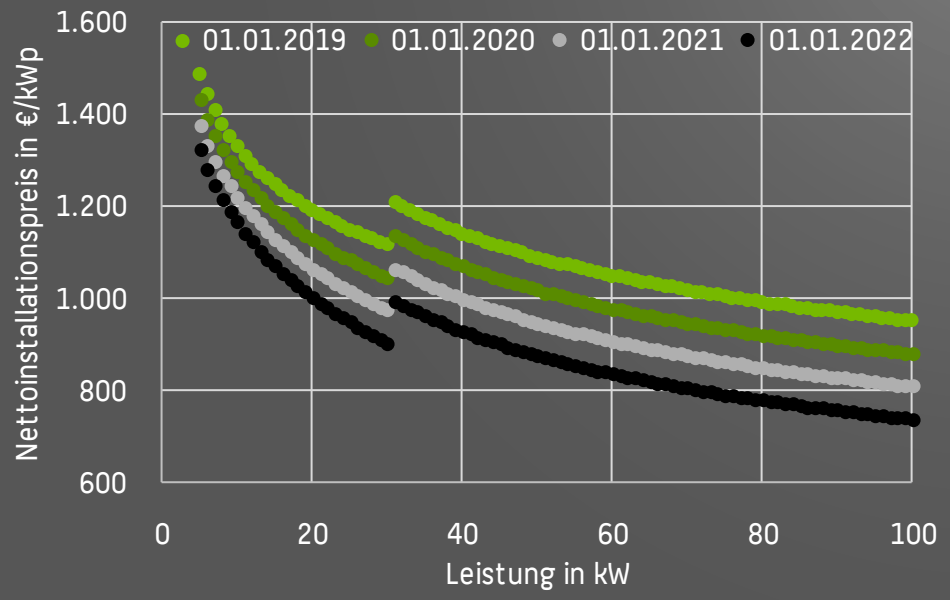


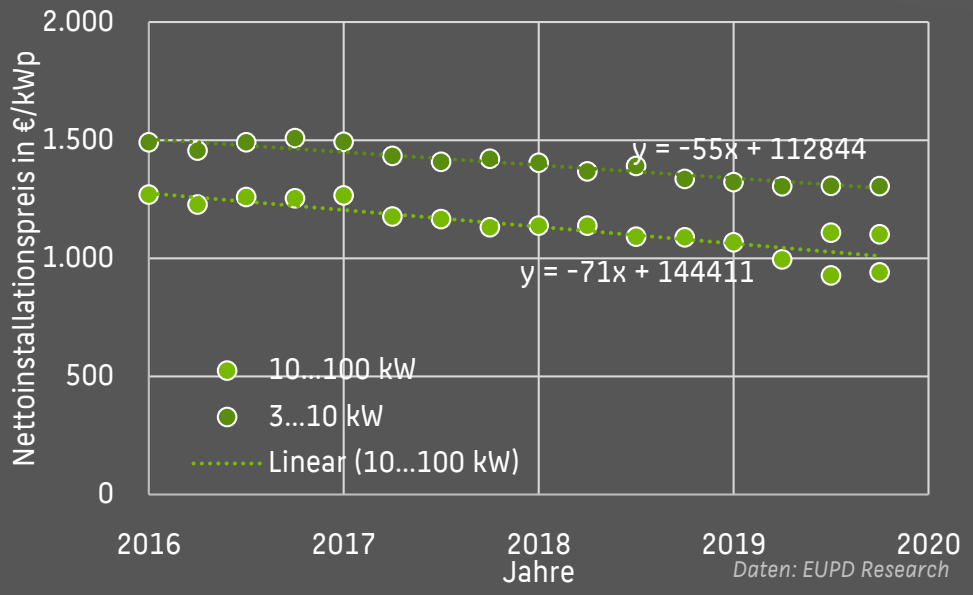
- Zur Erreichung der Klimaschutzziele von Paris muss mittelfristig eine installierte PV-Leistung von über 20 GW/a realisiert werden (**Klimaschutz**) (1). Hierfür wird eine Steigerung des PV-Zubaus von 30%/a angenommen.
- Demgegenüber steht ein konstanter PV-Zubau auf dem Niveau von 2019 in Höhe von 4 GW/a (**Klimakollaps**).
- Bis zum Jahr 2030* lässt sich somit je nach Szenario ein PV-Anteil am Bruttostromverbrauch von **14%** bzw. **35%** erzielen.

*Annahme: konstanter Energieverbrauch in Deutschland, jährlicher PV-Ertrag 960 kWh/kWp (Mittelwert der letzten 5 Jahre)

Methodik und Annahmen*

- Es werden zwei PV-Anlagen über 20 Jahre betrachtet:
  - eine 10-kW-PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus und
  - eine 60-kW-PV-Anlage auf einem Gebäude, welches für die Eigenversorgung nicht geeignet ist.
- Wetterdaten am DWD Standort Lindenberg (2013).
- Der Lastgang des Einfamilienhauses wurde mit einem Jahresenergiebedarf von 4500 kWh/a aus 74 Lastprofilen ausgewählt (2).
- Kostenannahmen:
  - Kostenfunktion aus Angeboten des Photovoltaikforums (3).
  - Ab 30 kW 3.000 € Zusatzkosten für die Netzintegration.
  - Kostenreduktion gemäß EUPD mit leichter Glättung (4).
  - Wartungskosten in Abhängigkeit der Leistung (5).
  - Arbeitspreis 29 ct/kWh mit Strompreissteigerung 1%/a
  - Einspeisevergütung gemäß Bundesnetzagentur (6) und EEG Umlage nach AGORA Energiewende Basisszenario (7).





Daten: EUPD Research

*Detaillierte Darstellung im Anhang

Erläuterung zu Geschäftsmodellen mit PV

Eigenversorgung

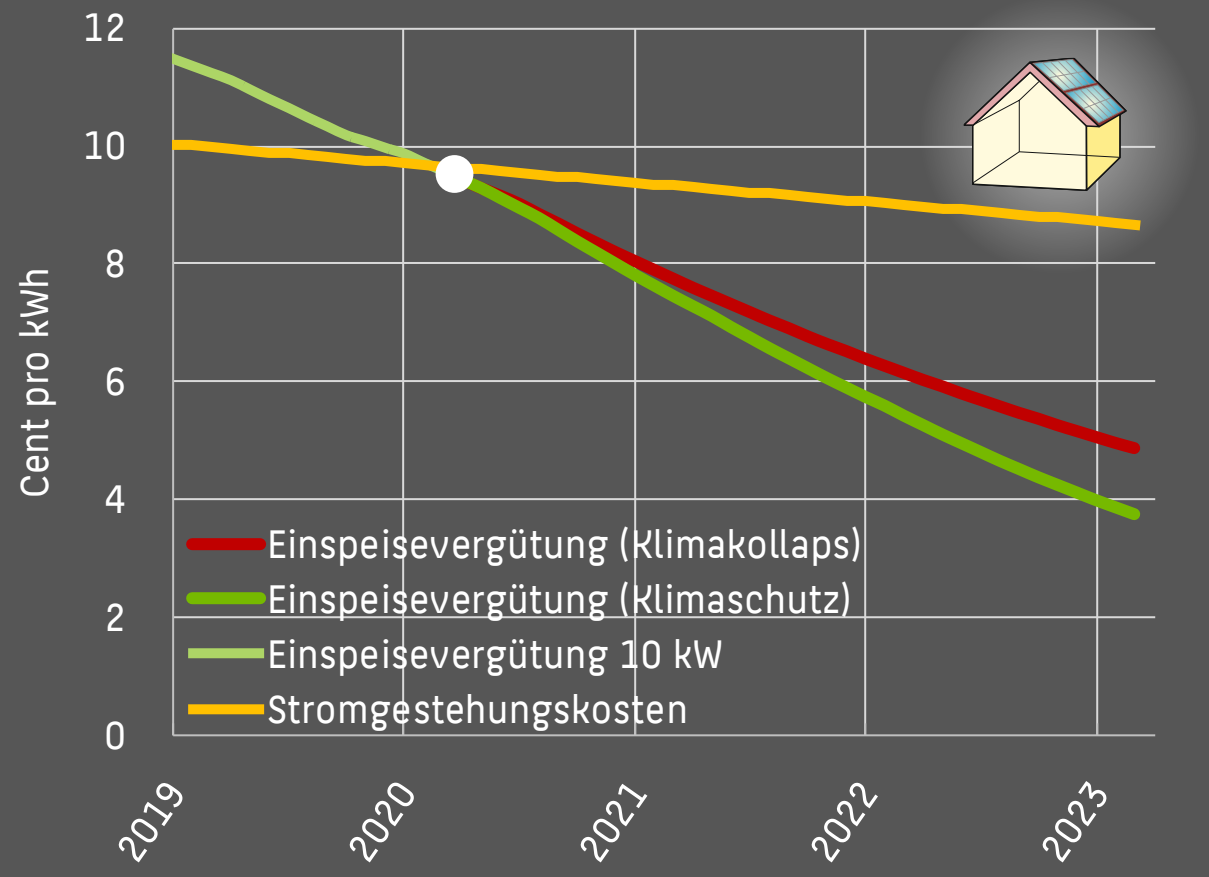
- Solarstrom wird primär **direkt vor Ort genutzt** und Überschüsse werden eingespeist.
- Die Eigenversorgung von Privathaushalten und die Netzeinspeisung der PV-Energieüberschüsse ist ein gängiges Geschäftsmodell für PV-Anlagen.
- Die Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus der **Kosten-einsparung durch den vermiedenen Netzbezug** und den Erlösen aus der Einspeisevergütung.

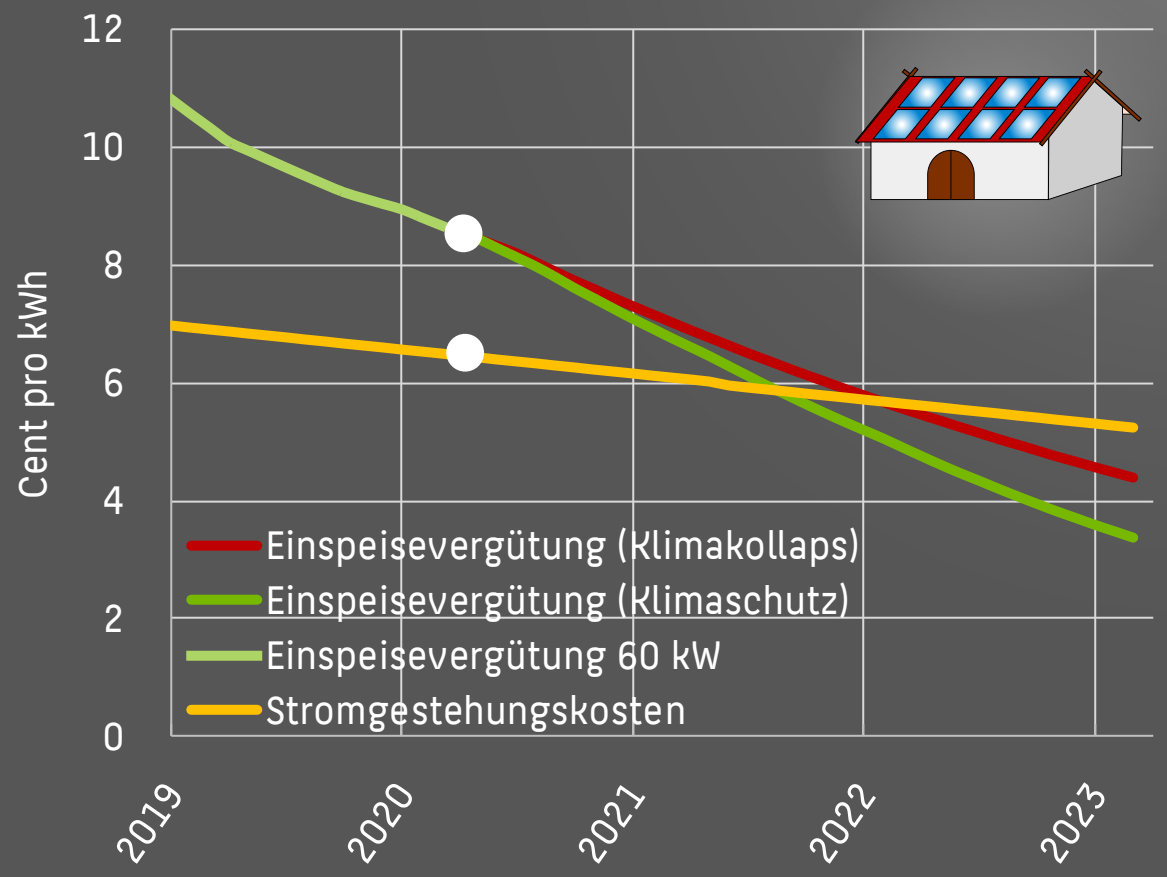
Volleinspeisung

- Der Strom aus der PV-Anlage wird **vollständig in das Stromnetz eingespeist**.
- Die Volleinspeisung ist dort relevant, wo keine Eigenversorgung aufgrund fehlender Verbraucher oder rechtlicher Hürden möglich ist.
- Die Wirtschaftlichkeit ist gegeben, solange die PV-Stromgestehungskosten unterhalb der Einspeise-vergütung liegen.

Der Einfluss der Degression der Einspeisevergütung auf die Wirtschaftlichkeit beider Geschäftsmodelle wird im folgenden dargestellt.

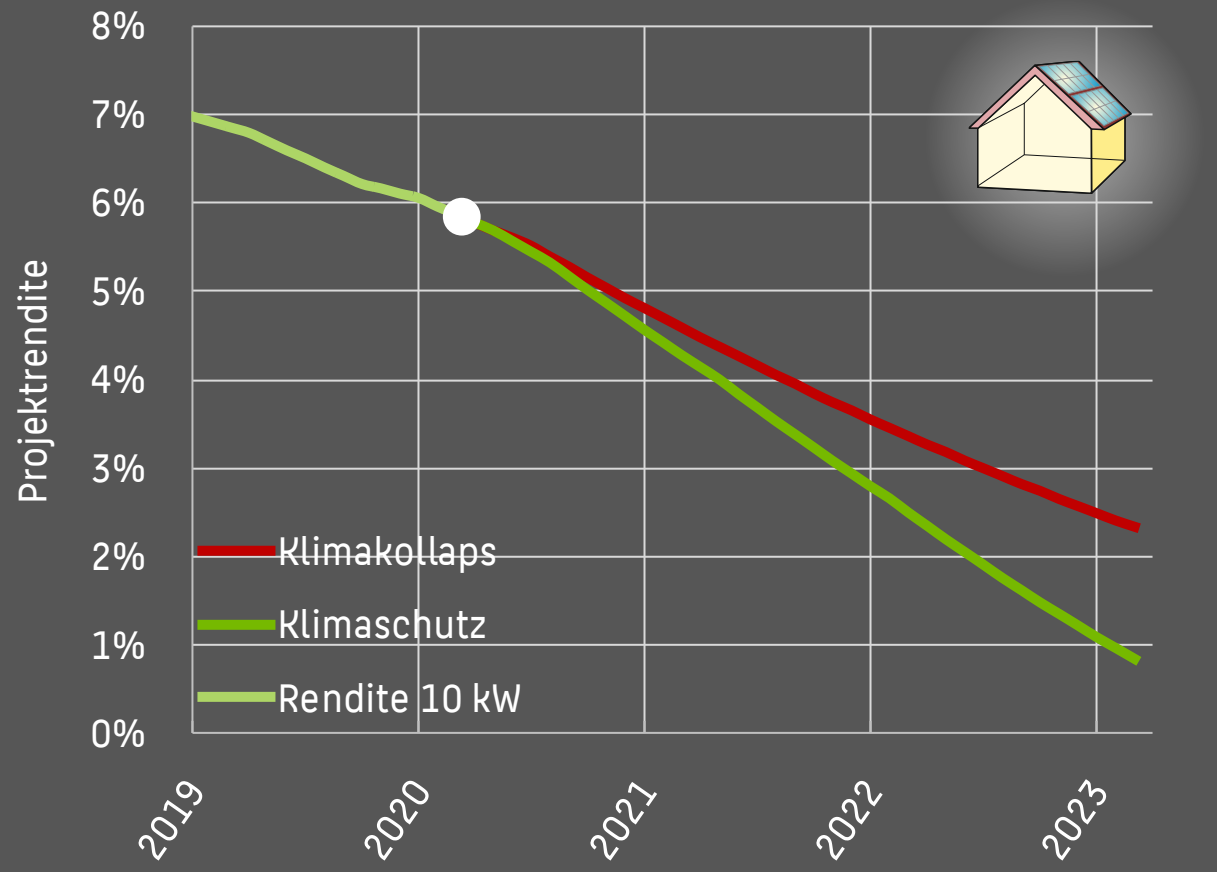
Degression von Einspeisevergütung und Stromgestehungskosten

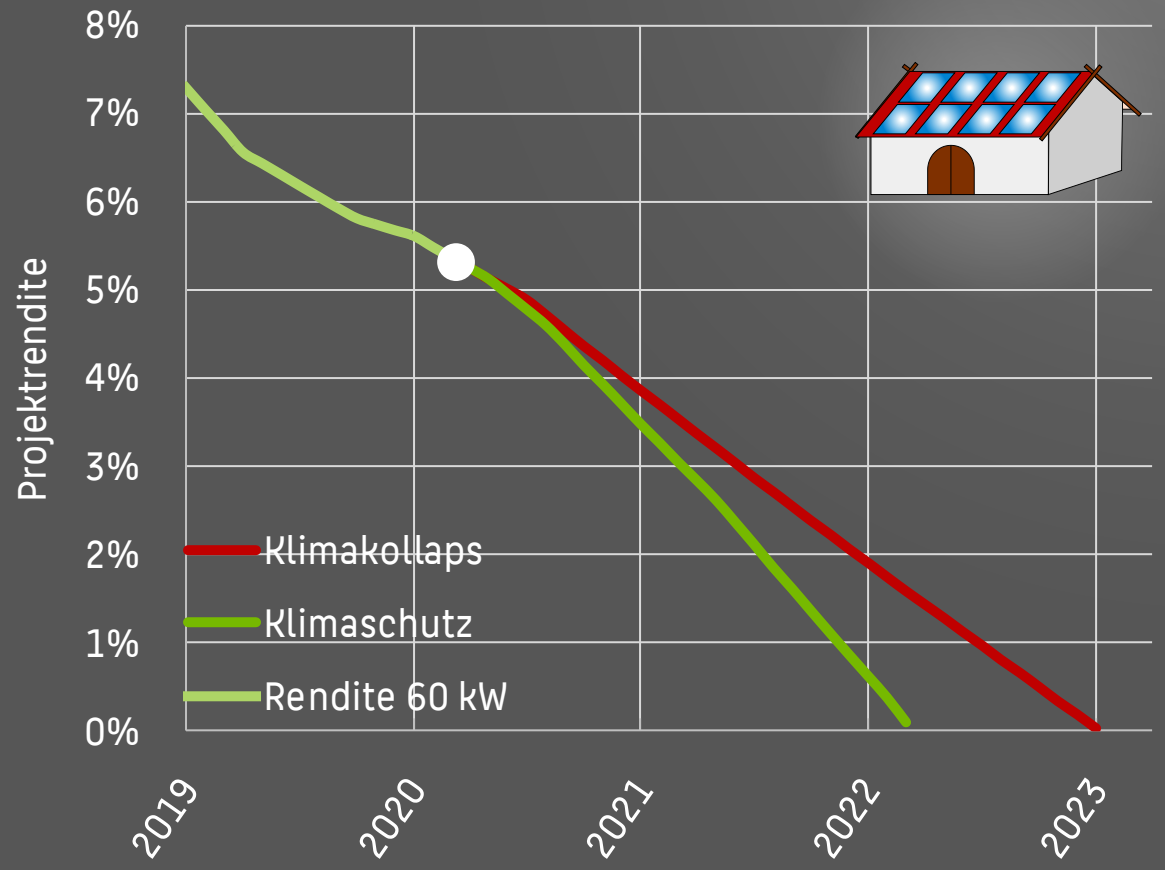




- Es ist zu erwarten, dass die Einspeisevergütungssätze in den kommenden Jahren stärker als die PV-Stromgestehungskosten sinken. Dies führt zu **Stromgestehungskosten oberhalb der Einspeisevergütung**.
- Für kleine PV-Anlagen gilt dies kurzfristig unabhängig vom Szenario ab Frühjahr 2020.
- Größere volleinspeisende PV-Anlagen können sich je nach Szenario **ab Herbst 2021** bzw. **Frühjahr 2022** nicht mehr durch die Einnahmen aus der Netzeinspeisung refinanzieren.

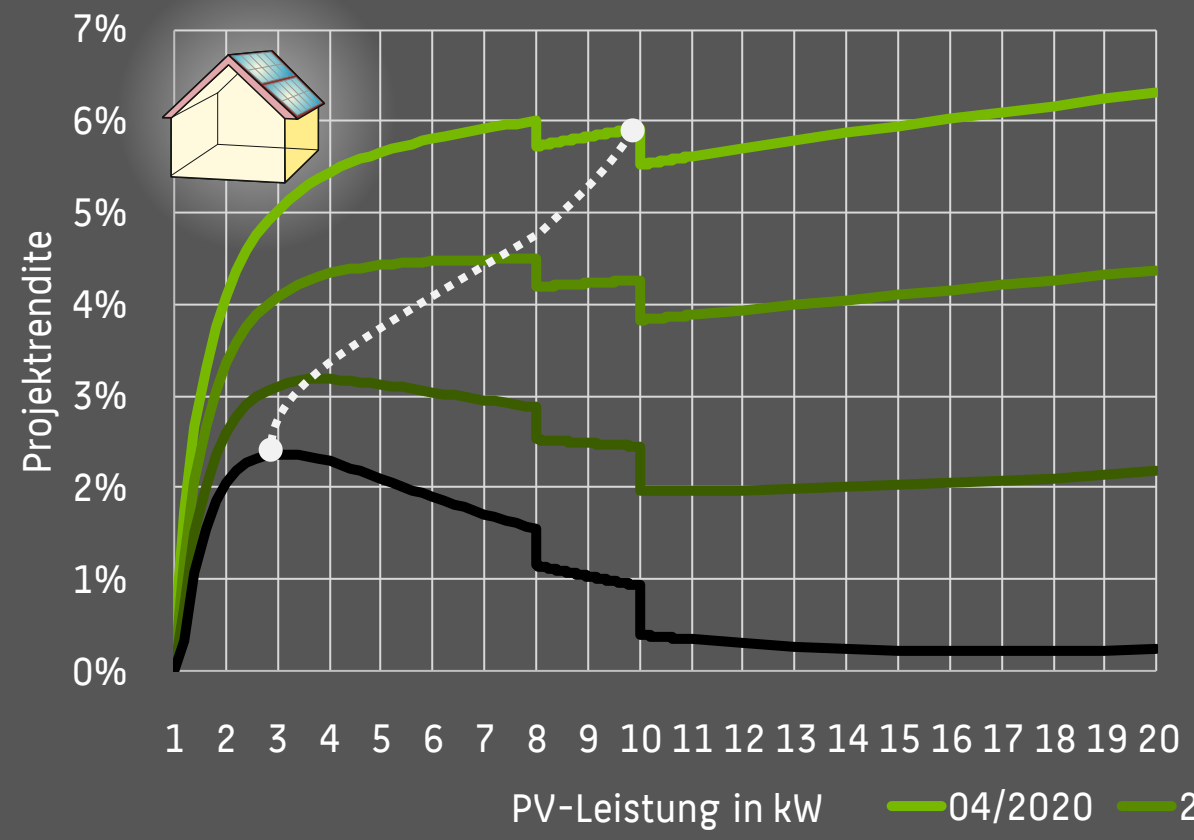
Photovoltaik als lohnende Investition - Renditeaussichten

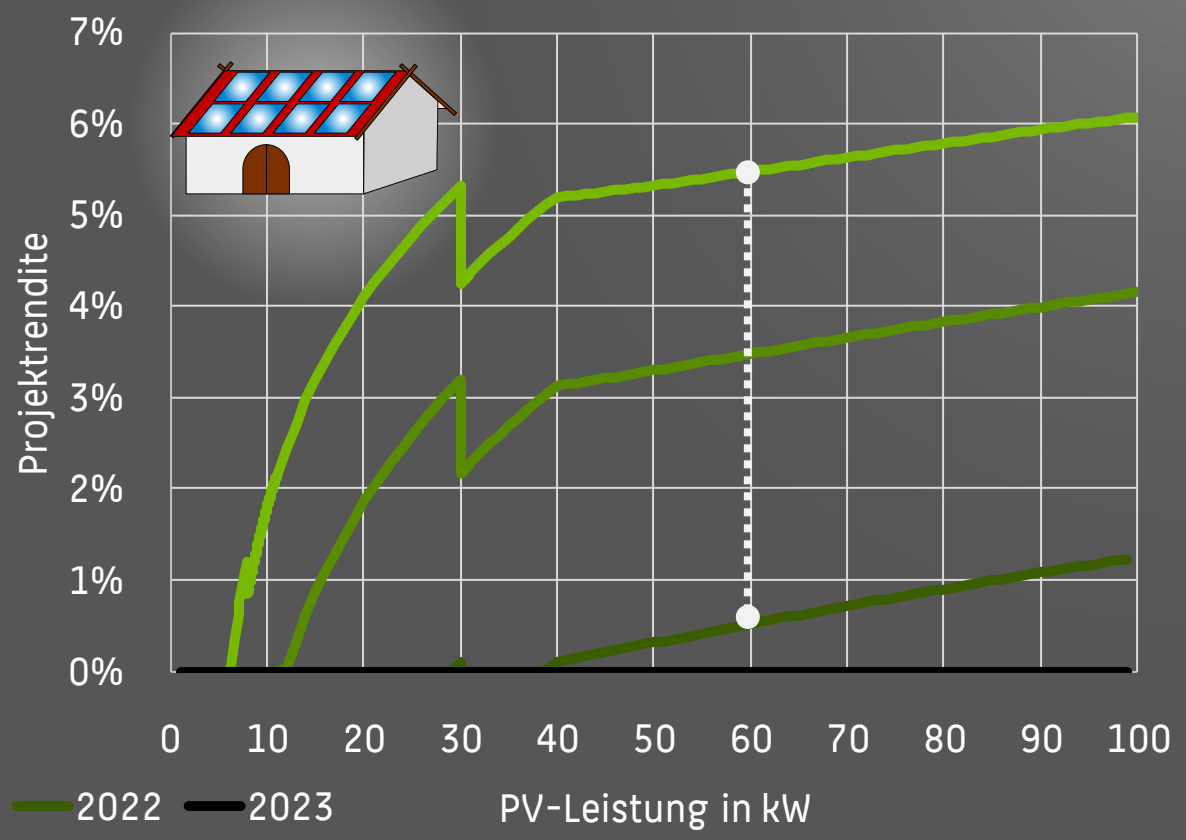




- PV-Anlagen zur Eigenversorgung refinanzieren sich nur anteilig über den vermiedenen Netzbezug. Die Einspeisevergütung hat weiterhin einen nennenswerten Einfluss auf die Projektrendite.
- Die Projektrendite von kleinen PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern unterschreitet nach **2022 oder 2023** den Wert von 2% (kalkulatorischer Zins).
- Größere volleinspeisende PV-Anlagen erreichen diesen Wert bereits **im Jahr 2021**.

Änderung der Auslegung über die Jahre (Szenario Klimaschutz)





04/2020 2021 2022 2023

- Bei den PV-Anlagen zur Eigenversorgung kann man erkennen, dass sowohl die maximale Rendite als auch die **kostenoptimale PV-Anlagenleistung** deutlich sinken.
- Bei volleinspeisenden PV-Anlagen verändert sich lediglich die **Höhe der Rendite**, da diese vollständig von der Einspeisevergütung abhängig ist.
- Die deutlich sinkenden Projektrenditen werden voraussichtlich dazu führen, dass sowohl PV-Anlagen zur Eigenversorgung als auch Anlagen zur Volleinspeisung deutlich seltener realisiert werden.

Zusammenfassung

- Um den **Anteil der PV-Energie an der Stromversorgung** in absehbarer Zeit **auf über 30% zu steigern** und somit dem Klimakollaps zu entgehen, müssen die Rahmenbedingungen zur Refinanzierung von PV-Anlagen neu gestaltet werden.
- Der Mechanismus des „atmenden Deckels“ wird zu einer starken **Degression der Einspeisevergütung** führen. Es ist absehbar, dass in der Folge die Einspeisevergütung unter die **Stromgestehungskosten** fallen wird.
- Dies ist überall dort problematisch, wo geeignete Dächer vorhanden sind, jedoch keine oder nur eine geringfügige Nutzung des Solarstroms vor Ort erfolgen kann.
- Die **Beibehaltung des „atmenden Deckels“** wird innerhalb der nächsten zwei Jahre ein **schleichendes Vergütungsende** zur Folge haben, das den weiteren PV-Zubau stark gefährden wird.
- Das **Aussetzen der Degression der Einspeisevergütung** ist für den weiteren PV-Ausbau, mindestens bis zum Erreichen eines PV-Zubaus, der im Einklang mit den Pariser Klimaschutzzielen steht, **zwingend erforderlich**.
- Darüber hinaus sollte eine Anhebung der Einspeisevergütung in Betracht gezogen werden, um einen Anreiz für einen schnellen PV-Ausbau zu schaffen, der den Herausforderungen des Klimawandels gerecht wird.

Kurzstudie

Deckelstudie: Ausbaubremse Photovoltaik-Zubaudeckel

Geht der Photovoltaik aufgrund des atmenden Zubaudeckels die Puste aus?

Autoren

Joseph Bergner, Johannes Weniger, Bernhard Siegel & Volker Quaschning

Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information

Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

Version

Version 1.0 (März 2020)

Webseite

https://pvspeicher.htw-berlin.de/

Förderung

Die Kurzstudie entstand im Forschungsprojekt PV2City im Rahmen des Berliner Programms für Nachhaltige Entwicklung (BENE). Gefördert aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin (Förderkennzeichen 1048-B5-0).

be Berlin

Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz

EUROPÄISCHE UNION

Europäischer Fonds für regionale Entwicklung

Methodik und Annahmen I

- Es werden zwei PV-Anlagen über 20 Jahre betrachtet:
  - eine 10-kW-PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus und
  - eine 60-kW-PV-Anlage auf einem Gebäude, welches für die Eigenversorgung nicht geeignet ist.
- Wetterdaten am Standort Lindenberg 2013.
- Nettokostenfunktion aus Angeboten des Photovoltaikforums (3):

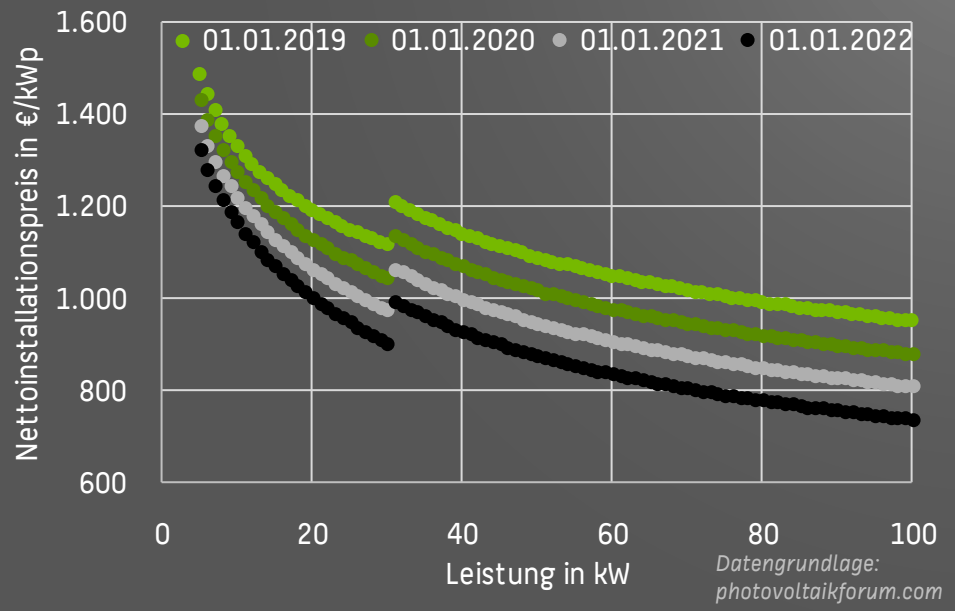
$$I_0 = 1\,923\,\frac{€}{\text{kW}} \cdot P_{\text{pv}}^{-0{,}16}$$

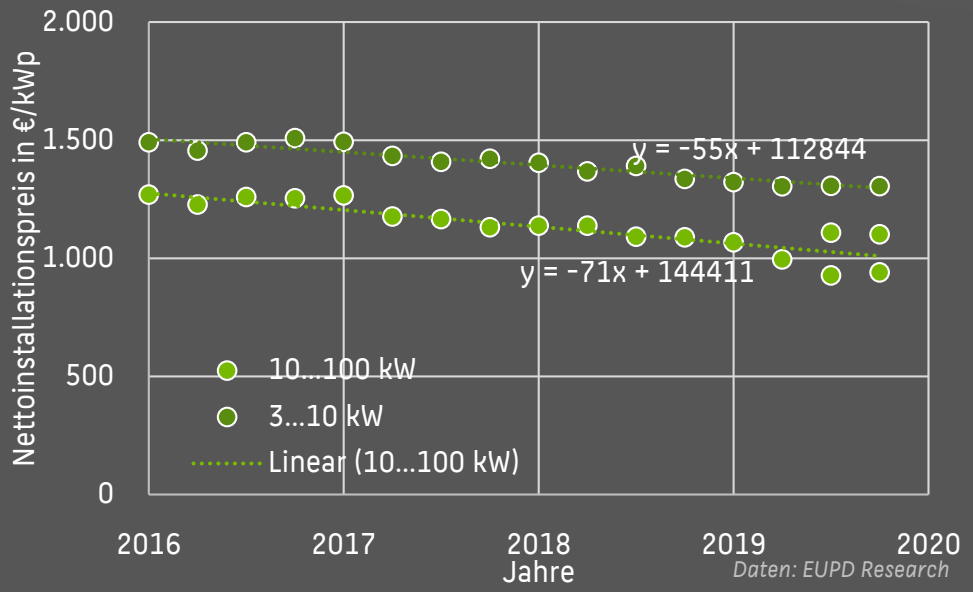
- Ab 30 kW 3.000 € Zusatzkosten für die Netzintegration.
- Kostenreduktion gemäß EUPD mit leichter Glättung (4):

$$C_{\text{red}} = P \cdot \begin{cases} 55\,\frac{€}{\text{kW}\cdot a} \text{ bei } P \leq 10\text{ kW} \\ 55\,\frac{€}{\text{kW}\cdot a} + 16\,\frac{€}{a} \cdot \frac{P - 10\text{ kW}}{20\text{ kW}} \text{ bei } 10\text{ kW} < P \leq 30\text{ kW} \\ 71\,\frac{€}{\text{kW}\cdot a} \text{ bei } P > 30\text{ kW} \end{cases}$$

- Wartungskosten (5):

$$C_{OP} = P \cdot 5\,\frac{€}{\text{kW}} + 148\text{ €} + \begin{cases} 0 \text{ bei } P < 7\text{ kW} \\ 21€ \text{ bei } P \geq 7\text{ kW} \end{cases}$$

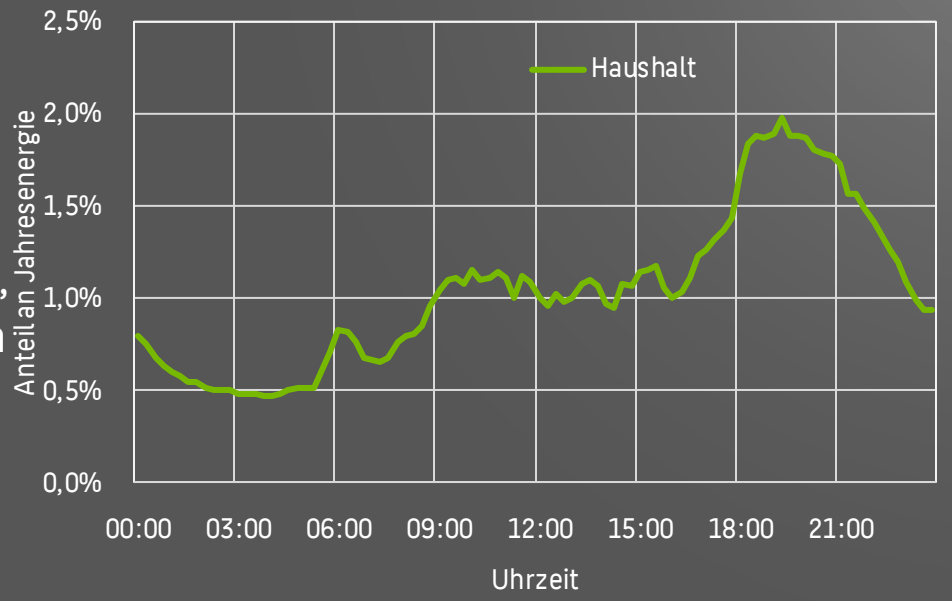


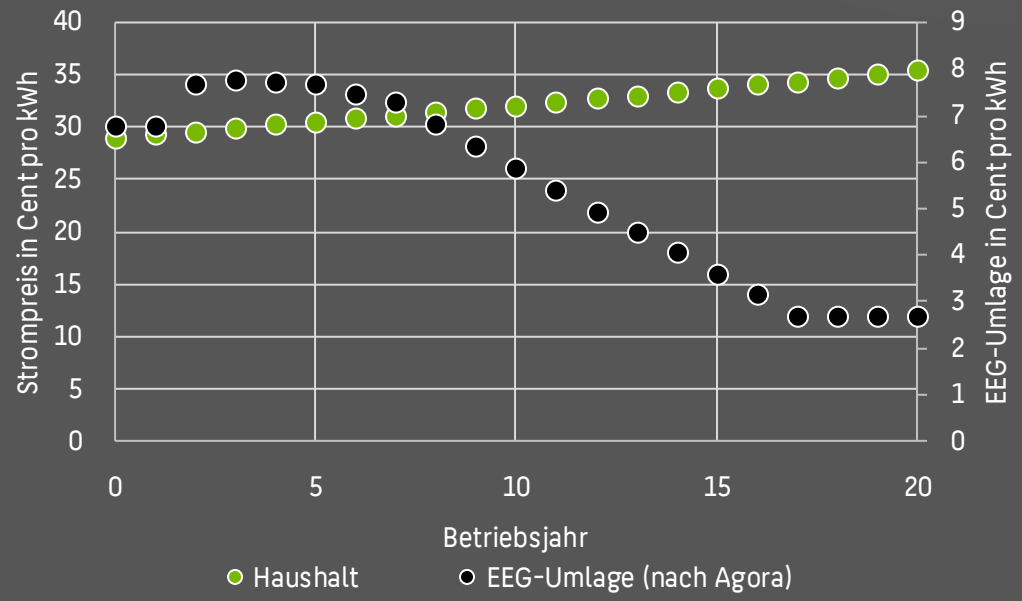


Methodik und Annahmen II

- Energieverbrauch:
  - Für das Einfamilienhaus wurde ein durchschnittliches Lastprofil mit einem Bedarf von 4500 kWh/a ausgewählt.
  - Auf dem zweiten Gebäude ist keine Eigenversorgung möglich, da es sich beispielsweise um mietendes Gewerbe oder um ein Gebäude ohne Verbrauch handelt (Lager, landwirtschaftliche Nutzung, etc.).
- Arbeitspreis 29 ct/kWh mit Strompreissteigerung 1%/a.
- Einspeisevergütung entsprechend Bundesnetzagentur Stand 02/2020 (6).
- EEG-Umlage entsprechend AGORA Energiewende AGORA-EEG-Rechner Basisszenario (7).
- Kalkulatorischer Zins 2%.
- Berechnung Stromgestehungskosten (8):

$$\mathrm{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_{n=1}^{20} C_{\mathrm{BK},n}(1+i)^{-n}}{\sum_{n=1}^{20} E_{\mathrm{pv},n}(1+i)^{-n}}$$





Literaturverzeichnis

(1) V. Quaschning, „Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, Juni 2016.

(2) T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschning, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://pvspeicher.htw-berlin.de/daten/.

(3) Photovoltaikforum GmbH, „Photovoltaikforum“, Photovoltaikforum. [Online]. Verfügbar unter: https://www.photovoltaikforum.com/angebote-f41/. [Zugegriffen: 20-Nov-2018].

(4) EuPD Research, „Photovoltaik-Preismonitor Deutschland - Q3 / 2019“, EuPD Research, Bonn, 2019.

(5) T. Rüther, J. Reifschneider, A. Gelhorn, und U. Blieske, „Betriebskosten von Photovoltaikanlagen nach Ablauf der Förderung durch das EEG zur Verifizierung einer empirischen Studie“, in PV-Symposium 2018, Bad Staffelstein, 2018, S. 492–493.

(6) Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „Veröffentlichung von EEG-Registerdaten und Vergütungssätzen“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html [Zugegriffen: 23-Feb-2020].

(7) Dr. M. Haller, C. Loreck, und V. Graichen, „Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035: Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt“, Agora Energiewende, Mai 2015.

(8) C. Kost, S. Shammungam, V. Jülch, H.-T. Nguyen, und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, März 2018.