

Perspektiven für kleine Photovoltaik-Dachanlagen

Zwischen Marktintegrationsanreizen und Ausschluss aus dem Stromsystem

David Ritter, Öko-Institut

Dr. Carolin König, Stiftung Umweltenergierecht

BET digital, 17.04.2026

Marktintegration kleiner Photovoltaik-Dachanlagen Zwischen negativen Strompreisen und Flexibilitäten (UBA Studie)



Was bedeutet Marktintegration bei kleinen PV-Anlagen?

- PV-Erzeugung wetterabhängig
- primär Reaktion auf negative Preise durch verminderte Erzeugung möglich
- Kombination mit Flexibilitäten (z.B. Batterien oder Lastverschiebung)
 - ermöglicht Abgleich von Erzeugung und Verbrauch (lokal oder im Marktgebiet)

→ Effiziente marktliche Lösungen erreicht man nicht damit, dass EE sich wie konventionelle Kraftwerke verhalten müssen, sondern EE-Ausbau mit Flexibilitäten flankiert wird

Derzeitige Gesetzeslage: § 51 EEG 2023

▶ **Direktvermarktungsanlagen** haben

- einen Anreiz, zu Zeiten negativer Preise abzuregeln
 - Neuanlagen ab sofort
 - Bestandsanlagen ab negative Preise + Marktprämie < 0
- einen Anreiz, unter Nutzung von **Flexibilitäten** zeitversetzt einzuspeisen

▶ **Neuanlagen in der Einspeisevergütung mit iMSys** haben

- keinen Anreiz, zu Zeiten negativer Preise abzuregeln
- einen Anreiz, unter Nutzung von **Flexibilitäten** zeitversetzt einzuspeisen

▶ **Neuanlagen in der Einspeisevergütung ohne iMSys** haben

- noch keinen einspeiseseitigen gesetzlichen Flexibilisierungs- / Integrationsanreiz

▶ **Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung** haben

- keinen einspeiseseitigen gesetzlichen Flexibilisierungs- / Integrationsanreiz (aber u.U. Wechseloption)

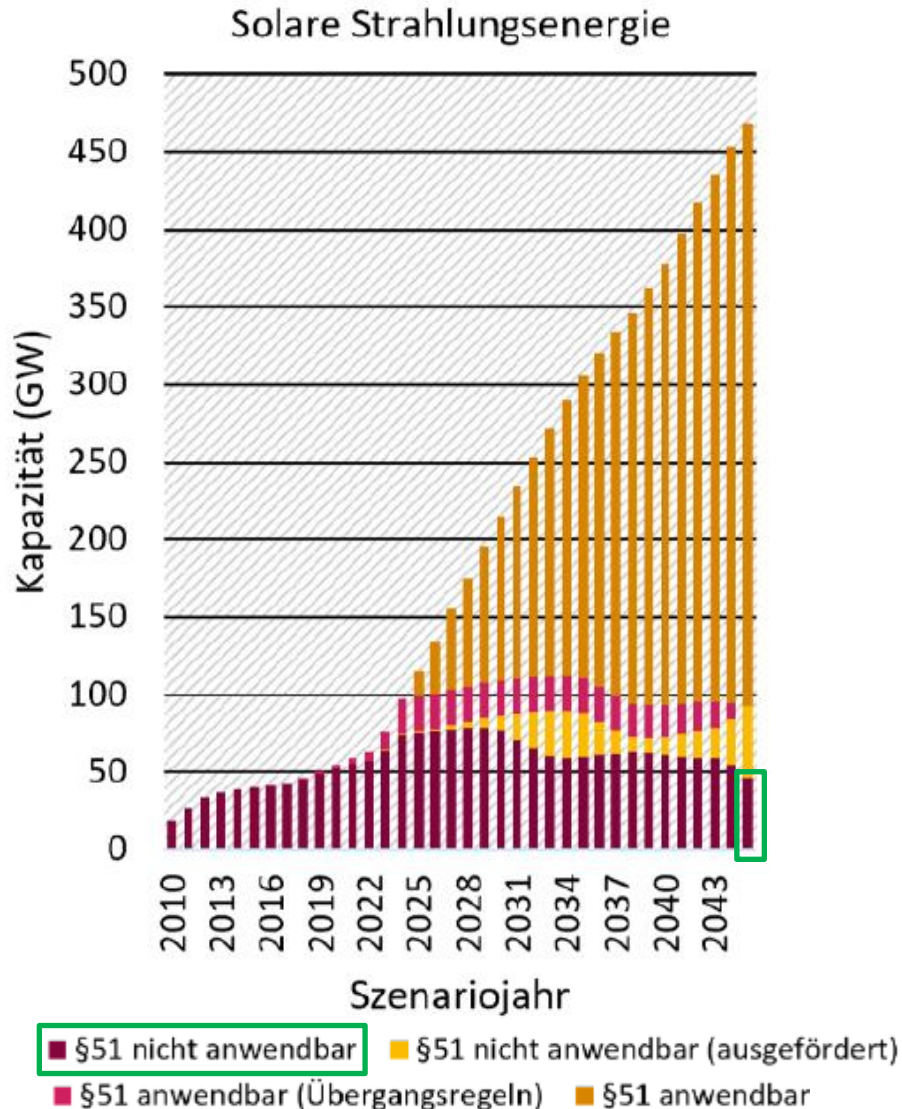
Derzeitige Gesetzeslage: § 5 EEG

- ▶ **Fernsteuerbare Neuanlagen in der Einspeisevergütung haben**
- einen zusätzlichen Anreiz, unter Nutzung von **Flexibilitäten** zu Zeiten stark negativer Preise zeitversetzt einzuspeisen (um die entschädigungslose Abregelung zu vermeiden)

Solarspitzenengesetz setzt Marktintegrationsanreize auch für kleine PV-Dachanlagen

- ▶ Einige der Integrationsanreize wirken erst mit Steuerungs-Rollout:
- Integrationsanreiz aus **§ 51 EEG 2023**
 - Neuanlagen in der **Einspeisevergütung mit iMSys**
- Integrationsanreiz aus **§ 5 EEG**
 - **fernsteuerbare** Anlagen in der **Einspeisevergütung**

Abschätzung zur Wirksamkeit von § 51 EEG 2023



- Anlagen-Kapazität ohne § 51 EEG Wirksamkeit kann bis 2045 auf 46 GW zurückgehen
 - Voraussetzung: Installation von iMSys in der Breite
- Strommarktmodellierungen lassen erwarten, dass nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen deutlich darüber liegen¹
 - EE-Abregelungen erst bei höheren Erzeugungsleistungen notwendig, aber auch realisierbar
 - Zahl negativer Strompreise dürfte daher langfristig sinken
 - Vollständige Reaktion kleiner PV-Dachanlagen auf negative Preise auch in Zukunft nicht erforderlich
- Entscheidend ist:
 - neue Verbraucher müssen Flexibilität bereitstellen
 - ansonsten Erhöhung des Flexibilitätsbedarfs statt Lösungsbeitrag.

EEG 2027 – geleakter Arbeitsentwurf 22.01.26

EEG 2027 – geleakter Arbeitsentwurf 22.01.26

- ▶ Abschaffung der Einspeisevergütung
- ▶ Stromveräußerungsformen für Neuanlagen bis 100 kW nach EEG 2027 Leak:
 - Direktvermarktung mit Marktprämie für Anlagen (nur noch) ab 25 kW
 - **Netzbetreiberabnahme**
 - **Befristete Marktwertdurchleitung** für Anlagen < 25 kW
Ausnahme Steckersolargeräte
 - Unentgeltliche Abnahme für **fernsteuerbare** Anlagen (bis 100 kW)
 - Mieterstromzuschlag
 - Sonstige Direktvermarktung

EEG 2027 – geleakter Arbeitsentwurf 22.01.26

Befristete Marktwertdurchleitung

- ▶ Zahlungsanspruch gegen den Netzbetreiber
 - Wer? Anlagenbetreiber von
 - Neuanlagen mit weniger als 25 kW (bis Inbetriebnahme 31.12.2027)
 - Neuanlagen mit weniger als 10 kW (bis Inbetriebnahme 31.12.2028)
 - Wie hoch?
 - Jahresmarktwert (Jahresmarktwert Solar 2025 4,5 ct/kWh), höchstens 10 ct/kWh
 - abzüglich Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber
 - Wie lange?
 - 2,5 Jahre
 - jedoch maximal bis zu 3 Monate nach Einbau eines intelligenten Messsystems

EEG 2027 - Wirtschaftlich Auswirkungen

Kann Eigenverbrauch ausreichende finanzielle Attraktivität ermöglichen?

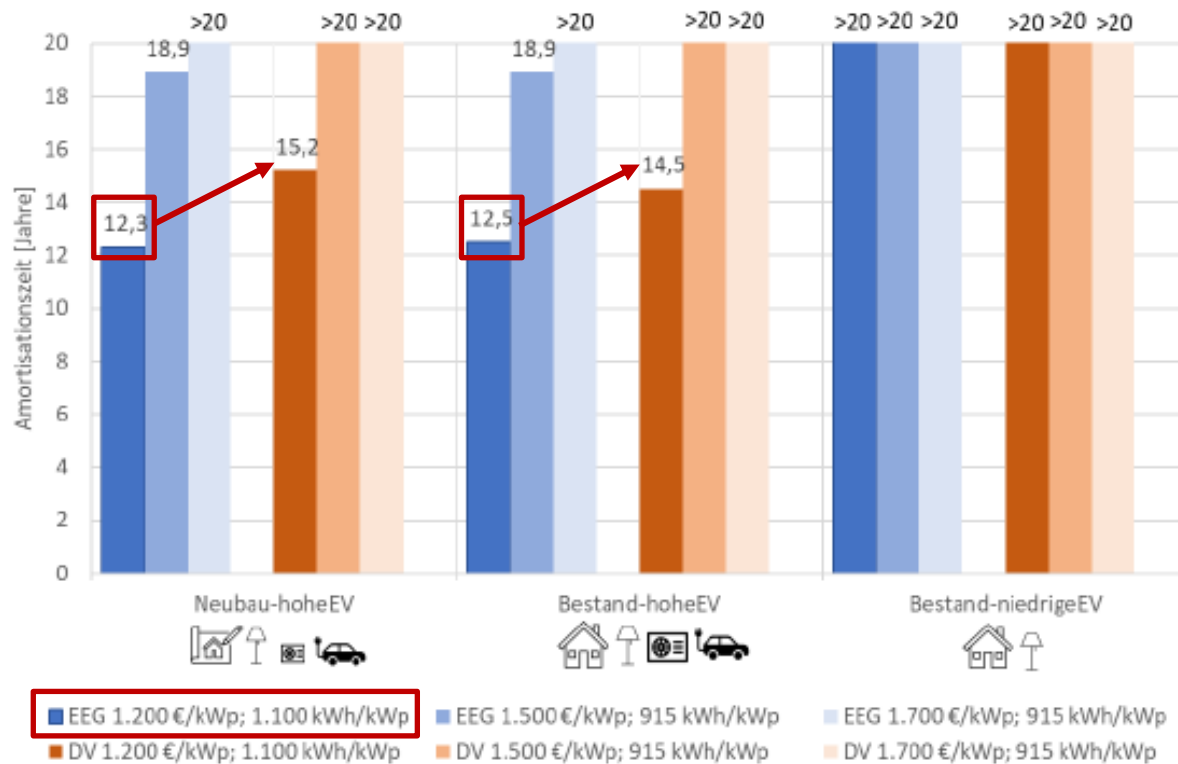


Abbildung 13 Amortisationszeiten im Vergleich: Wirtschaftlichkeit eines 10 kWp / 10 kWh PV-Batteriesystems in der EEG-Einspeisevergütung und in der Direktvermarktung

Quelle: EWS-ISE Dezentrale PV als Säule der Energiewende

- ISE Studie:

- Amortisationszeit bereits mit Einspeisevergütung nur für sehr gute Bedingungen attraktiv
- Bei Wegfall erhöht sie sich um 2 bis 3 Jahre

- IW Köln ähnliche Ergebnisse für Mieterstrom

- Positive Rentabilität nur für sehr große Mieterstromprojekt (150 Wohneinheiten)

- Keine Zahlen vom BMW bekannt, die deren Aussagen untermauern

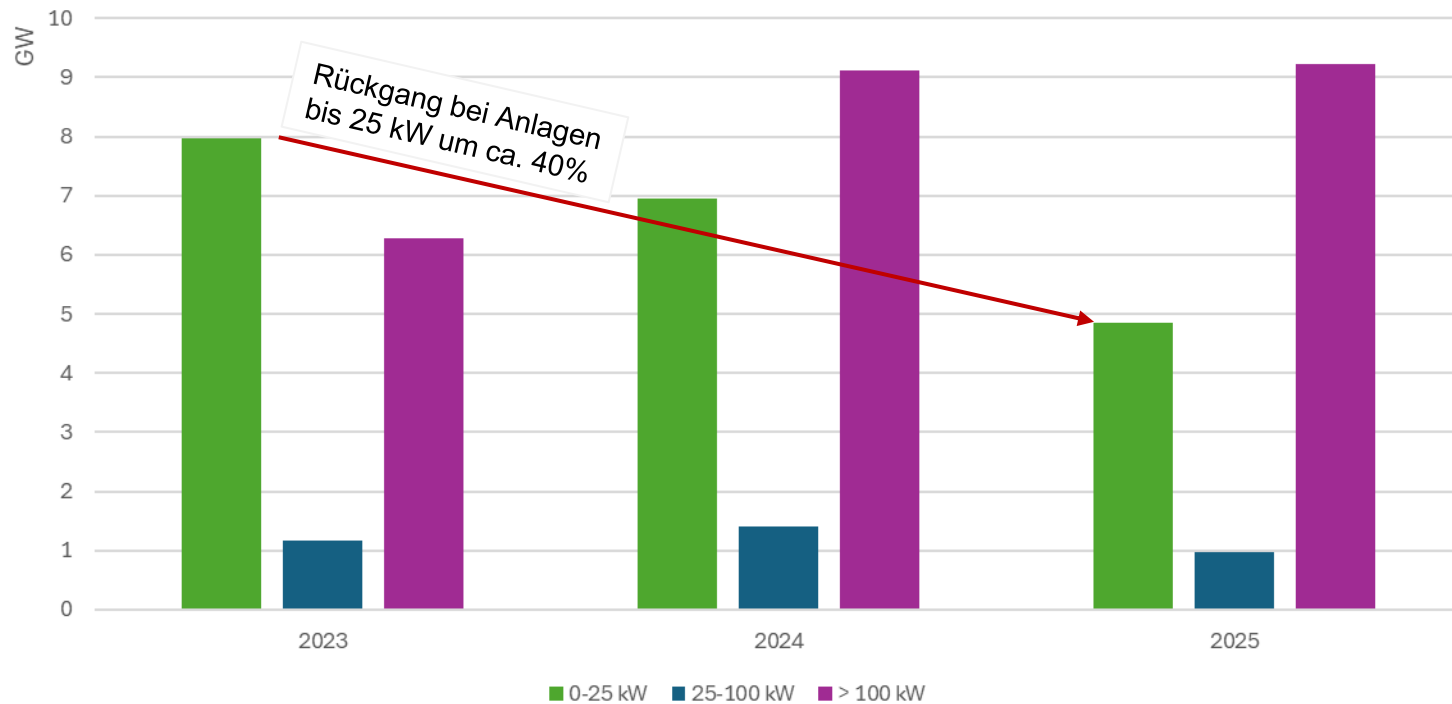
- Situation könnte sich weiter verschärfen

- Unklar ob Anlagen Direktvermarkter finden oder Strom unentgeltlich abgeben muss
- China streicht Exportsteuerrabatte: 10% teurere Anlagen (BDSH)
- AgNes-Prozess: Netzentgelte verstärkt über Grundpreiskomponente (entsprechend tatsächlichen Kostenstrukturen)
- Potenzielle Stromsteuersenkung würde Elektrifizierung anreizen, aber Eigenverbrauch als Finanzierungskomponente schwächen



Entwicklung PV-Zubau

PV-Zubau nach Leistungsklassen



Quelle: Eigene Auswertung auf Basis MaStR

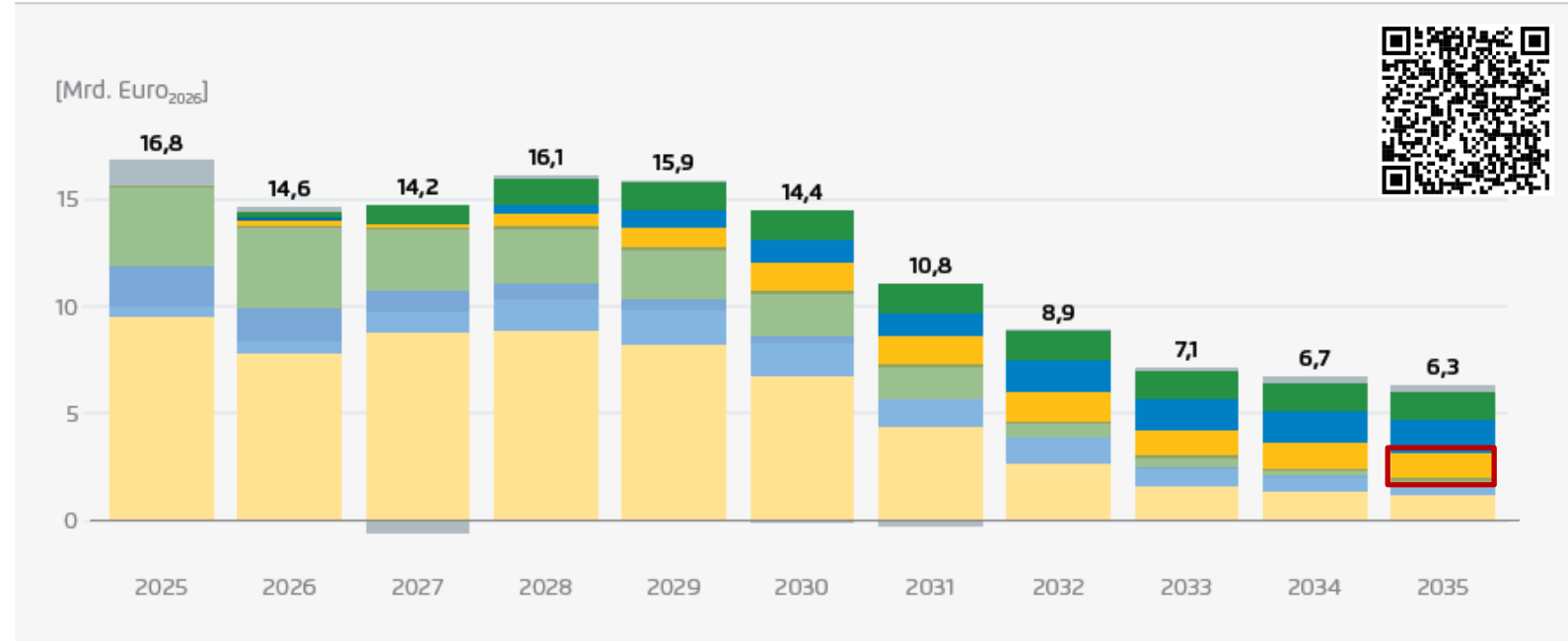
EEG 2027 – geleakter Arbeitsentwurf

- Wesentlich weniger und deutlich kleinere Anlagen erwartet (um Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen)
 - Kleinere Anlagen sind pro kWh signifikant teurer
- Ausschreibungsmengen für Freiflächenanlagen um 4,1 GW/a (+40%) erhöht
 - Zeitlicher Versatz zwischen Ausschreibung und Realisierung von min. 1 Jahr -> Zubaulücke
 - Unklar ob so schnell so eine große Steigerung erreicht werden kann
 - Höhere Auktionsergebnisse bzw. Unterdeckung zu erwarten
 - Redispatch Vorbehalt kann finanzielle Unsicherheit erhöhen

Finanzierungsbedarf

- PV-Dachanlagen teurer als Freiflächenanlagen und brauchen höhere zusätzliche Erlösströme
- Mehrkosten abwägen gegen Vorteilen wie
 - Beteiligung,
 - Folgeinvestitionen in Elektrifizierung,
 - Flächennutzung,
 - Ost-West-Verteilung der Anlagen
 - und gesichertem EE-Zubau (insb. in fossilen Krisen).
- In der Gesamtbetrachtung der Bundeszuschüsse fällt dies jedoch nur geringfügig ins Gewicht
 - 2035 entfallen 1,3 Mrd. im dargestellten Szenario auf neue PV-Anlagen¹ (Dach + FFA)
 - Finanzierungskosten werden insgesamt signifikant zurückgehen und eine untergeordnete Rolle spielen

Bundeszuschuss zum EEG-Konto nach Bestandsanlagen und Neuanlagen im Agora-Ausbauszenario, 2025 bis 2035 → Fig. 5



Bestand: Solar Wind onshore Wind offshore Biomasse Sonstige
 Neuanlagen: Solar Wind onshore Wind offshore Biomasse Sonstige EEG-Kosten und Erlöse

Agora Energiewende (2025), Agora-Ausbaupfad im EEG-Rechner des Öko-Instituts. Strompreise: Future-Strompreise der EEX. Marktwertfaktoren: Mittelfristprognose bis 2030, danach Szenario Klimaneutrales Deutschland.

Quelle: Agora EW Mit Wind und Sonne unabhängig von Gas und Öl werden

¹ Annahme: gleichbleibendem Dachzubau und sukzessive ansteigender FFA Zubau,

Ausblick

- Umdenken von Förderung zur Absicherung
 - Anlagen müssen sich nicht ausschließlich über EOM (+ Eigenverbrauch) finanzieren
 - Auch steuerbare Anlagen brauchen zusätzlichen Einnahmestrom durch Kapazitätsmärkte
 - Große EE-Anlagen werden über CfDs abgesichert werden
 - Kann Einspeisevergütung auch als Absicherungsmechanismus verstanden werden?

Mögliche Handlungsoptionen

- Im EEG 2027 CfDs für größere Anlagen einführen
 - um europarechtskonform zu sein (Ausnahme bis 200 kW wären europarechtlich möglich)
- Feste Einspeisevergütung zunächst beibehalten
 - Anhand von (transparenten) Wirtschaftlichkeitsberechnungen nachjustieren
 - Brüche im Finanzierungsmechanismus verhindern
 - Modell erarbeiten das Wirtschaftlichkeit absichert und ausreichend auf negative Preise reagiert
- Ambitionierte Solarpflicht wäre kosteneffiziente Option
 - Zubau muss nicht durch hohe Renditen angereizt werden
 - Umsetzung von europarechtlichen Mindestvorgaben hätte nur geringen Effekt auf Zubau
 - Insbesondere Mindestgröße der PV-Anlagen zur Pflichterfüllung relevant

Diskussionsimpulse

1. Sollen kleine PV-Dachanlagen weiterhin in relevantem Umfang zugebaut werden oder soll / kann deren bisher geplanter Zubau auf Freiflächen umgelegt werden?
 - Expecten Sie einen Bruch im Zubau wenn die im EEG-Leak vorgeschlagenen Änderungen so ins EEG 2027 kämen?
2. Wie kann die Absicherung von Erlösen von kleinen Dach-PV erfolgen?
 - Kann die ungeforderte Direktvermarktung den Wegfall der Einspeisevergütung auffangen?
 - Kann eine Einspeisevergütung auch als Absicherungsmechanismus ausgestaltet werden?
3. Ist es zielführend die Netzeinspeisung von Strom aus PV-Kleinanlagen, wie im EEG-Leak vorgesehen, auszubremsen?

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!
Thank you for your attention!



Haben Sie noch Fragen?
Do you have any questions?

David Ritter
Senior Researcher

Öko-Institut e.V.
d.ritter@oeko.de

Dr. Carolin König
Projektleiterin

Stiftung Umweltenergierecht
koenig@stiftung-umweltenergierecht.de