



IKEM

**Regionale
Vermarktung von
PV-Strom**

Regionale Vermarktung von PV-Strom

Rechtliche Rahmenbedingungen am Beispiel Speyer und Trier

Zitiervorschlag

IKEM (2025): *Regionale Vermarktung von PV-Strom*.

Autor:innen

Ass. iur. Yannick Würkert

yannick.wuerkert@ikem.de

Ass. iur. Susan Wilms, LL.M.

susan.wilms@ikem.de

Dr. Simon-Schäfer-Stradowsky

simon.schaefer-stradowsky@ikem.de

Klaus Mindrup

info@klaus-mindrup.de

Auftraggeber

Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH

Stadtwerke Speyer GmbH

Disclaimer

Für den Inhalt der Studie zeichnen sich die Studienautoren verantwortlich. Der Inhalt stellt nicht zwingend die Auffassung des Auftrag- oder Fördergebers dar.

Geschlechtsneutrale Sprache

In dieser Studie wird, soweit möglich, eine geschlechtsneutrale Sprache verwendet. In Fällen, in denen dies nicht möglich ist, wird der sogenannte „Gender-Doppelpunkt“ verwendet (z.B. Expert:innen). Sofern es sich allerdings um die Wiedergabe von Werken und Gesetzestexten handelt, welche nur das generische Maskulinum verwenden, wird der Text in dieser Form wiedergegeben. Diese Quellen beziehen sich, sofern nicht anders kenntlich gemacht, auf alle Geschlechter.



**Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.**

Alte Jakobstraße 85-86
10179 Berlin

+49 (0)30 408 1870 10
info@ikem.de

www.ikem.de

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	6
1.1	Zentrale regulatorische Aufgaben	6
1.2	Vorteile für den Bund durch die vorgeschlagenen Reformen	7
2	Einleitung	9
3	Bestandsaufnahme und künftige Entwicklungen in Trier und Speyer	11
3.1	Stadtwerke Speyer	11
3.2	Stadtwerke Trier	15
3.3	Auswertung der Bestandsaufnahme aus Speyer und Trier	19
3.4	Exkurs: Die Nutzung von Batterien in Kalifornien	21
3.5	Vorteile des regionalen Ansatzes der Stadtwerke Trier und Speyer	24
4	Status-quo des Rechtsrahmens für die Vermarktung kleiner PV-Anlagen	25
4.1	Historische Entwicklung des Regelungsregimes	25
4.1.1	Grundprinzipien des EEG	25
4.1.2	Wesentliche rechtliche Veränderungen im EEG und weiteren relevanten Energiegesetze	26
4.2	Rechtsrahmen für die Vermarktung von PV-Strom	29
4.2.1	Marktprämie (geförderte Direktvermarktung)	30
4.2.2	Einspeisevergütung	32
4.2.3	Sonstige Direktvermarktung	33
4.2.4	Stromspeicher und EEG-Vergütungsanspruch	33
4.2.5	Negative Strompreise an der Börse	34
4.2.6	Herkunftsnachweise und grüne Eigenschaft	34
5	Hemmnisse für eine regionale Vermarktung des PV-Stroms	36
5.1	Zentrale Vermarktung von PV-Strom und fehlende lokale Signale	36
5.2	Herkunftsnachweise und Doppelvermarktungsverbot	37
5.3	Stromspeicheranlagen	38
5.4	Netzentgelte und energy-sharing-Konzepte	40

6	Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens	42
6.1	Ansätze für eine regionale Vermarktung von PV-Strom	42
6.1.1	Schaffung einer neuen Stromveräußerungsform	42
6.1.2	Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft und verursachergerechte Netzentgelte	43
6.1.3	Herkunftsnachweise	45
6.1.4	Einführung von lokalen Signalen sowie Förderung und Integration von Stromspeichern	47
6.1.5	Lokale Vermarktung des PV-Strom zur Hebung von Flexibilitätspotentialen	48
6.2	Exkurs: Gesetzesentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen	50
	Literaturverzeichnis	53

1 Zusammenfassung

1.1 Zentrale regulatorische Aufgaben

Netzentgelte nach dem Verursacherprinzip reformieren (Bund)

Auf Bundesebene ist eine Reform der Netzentgelte nach dem Verursacherprinzip erforderlich, um faire und marktgerechte Kostenstrukturen zu schaffen. Dafür bietet sich entweder eine überarbeitete Wiederaufnahme der Regelung zu vermiedenen Netzentgelten an, oder die Einführung von Modellen mit reduzierten Netzentgelten, wie sie in Österreich bereits in Energiegemeinschaften (energy sharing) praktiziert werden, wenn Erzeugung und Verbrauch zeitgleich erfolgen.

Herkunftsnachweise nach klaren Kriterien gestalten (Bund)

Das Verbot der Ausstellung von Herkunftsnachweisen für EEG-geförderte Anlagen ist nach Art. 19 II RED III und dem Wegfall der ursprünglichen deutschen Begründung für das Doppelvermarktungsmodell infrage zu stellen. Es besteht die Chance, Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien nach klaren Kriterien zu gestalten, um Transparenz und Glaubwürdigkeit des Systems zu gewährleisten. Die regionale Grünstrom-Vermarktung kann dabei eine Schlüsselrolle übernehmen.

Den Grundversorgern Recht zur Vermarktung und Nutzung des EEG-Stroms vor Ort einräumen (Bund)

Dass der dezentral vor Ort erzeugte Strom aus kleinen PV-Anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber zentral am Spotmarkt der Strombörse vermarktet wird, ist verschenkt Chancen der Energiewende vor Ort und entspricht nicht dem Geiste des Subsidiaritätsprinzips. Ein Vorschlag, um dem zu begegnen ist, den Grundversorgern das Recht einzuräumen, den Strom aus kleinen PV-Anlagen vor Ort zu vermarkten, anstatt die Strommengen dem ÜNB-Bilanzkreis zuzuordnen. So kann der Strom direkt an Verbraucher in der Umgebung geliefert werden, die im ohnehin teuren Grundversorgungstarif gebunden sind.

Systemdienlichen Einsatz von Batterien in Multi-Use-cases ermöglichen (EU/Bund)

Stromspeicher können verschiedene Funktionen erfüllen, darunter die Speicherung überschüssiger erneuerbarer Energie, die Stabilisierung des Stromnetzes, die Bereitstellung von Regelenergie sowie die Unterstützung der Elektromobilität.

Allerdings müssen sie systemdienlich eingesetzt und über lokale Signale gesteuert werden. Derzeit verhindern jedoch regulatorische Vorgaben unter anderem im Bereich der Entflechtung den optimalen, netzdienlichen Einsatz von Stromspeicher.

Daher ist insbesondere eine Anpassung der Regelungen auf EU- und Bundesebene zu den Entflechtungsvorgaben erforderlich, damit die Flexibilitätsoptionen von Batterien bestmöglich und kostengünstig durch die VNB und lokale Marktteilnehmer gleichermaßen genutzt werden können

Lokale Preissignale einführen (EU/Bund)

Lokale Preissignale sind die Voraussetzung, dass Batteriespeichersysteme und weitere Technologien der Sektorenkopplung flexibel auf die Situation vor Ort reagieren können. Solche Preissignale ermöglichen es, die Vorteile dezentraler Energielösungen wirtschaftlich besser abzubilden und Anreize für deren Ausbau zu schaffen.

Umgekehrt gilt für Batterien: Dürfen sie ausschließlich auf die Preissignale am zentralen Energiemarkt reagieren, können sie in Regionen mit anderen lokalen Gegebenheiten (z. B. weniger Sonne und Wind) die Netzprobleme verstärken und dadurch die Gesamtkosten des Energiesystems deutlich erhöhen.

Deshalb sollte der Ausbau von Batteriespeichersystemen an die Implementierung lokaler Preissignale gekoppelt werden, wobei die jeweilige Netzsituation vor Ort berücksichtigt werden muss.

1.2 Vorteile für den Bund durch die vorgeschlagenen Reformen

Verlässliche und sinkende EEG-Kosten

Die vorgeschlagene Vermarktung des Stroms aus kleinen PV-Anlagen durch die Grundversorger – bei Kopplung der Zahlungen an den durchschnittlichen PV-Marktwert des Vorjahres und ggf. den Marktwert der weiterhin genutzten Grünstromzertifikate – macht die EEG-Zahlungen aus dem Bundeshaushalt für dieses Teilsegment verlässlich vorhersehbar.

Im Vergleich zur weiteren Vermarktung am Spotmarkt sind tendenziell geringere Differenzkosten für den Bund zu erwarten, da vor Ort durch Sektorenkopplung und Lastverschiebung mehr Nachfrage nach PV-Strom geschaffen wird. Dies führt zu stabileren Einnahmen als am Spotmarkt und einer besseren Nutzung des erzeugten Stroms. Kosten für die Abschaltung von EE-Anlagen dürften sich mithin auch reduzieren.

Klimaziele der EU und Ausbauziele für erneuerbare Energien für Deutschland können besser erreicht werden

Die vorgeschlagenen Reformen werden dazu führen, dass der Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien, Wind und PV, nicht ausgebremst wird, da der Strom vor Ort in der Sektorenkopplung sinnvoll genutzt werden kann. Dies trägt dazu bei, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch steigt, während gleichzeitig die Emissionen im Verkehr sowie im Gebäudesektor sinken.

Das Risiko, dass Deutschland wegen Verfehlung der Klimaschutzziele in der Lastenteilungsverordnung teuer Emissionsrechte bei Nachbarstaaten einkaufen muss, wird so deutlich sinken.

Niedrige Stromkosten

In der aktuellen Debatte zur Senkung der Stromkosten stehen hauptsächlich staatliche Ausgleichszahlungen und die Reduzierung bestehender staatlicher Abgaben im Fokus der Diskussion. Der hier vorgeschlagene Ansatz ist jedoch nachhaltiger: Es geht darum, die Gesamtkosten des Systems zu reduzieren.

Dazu gehört eine bessere Auslastung der Stromverteilnetze, die durch verursachergerechte Netzentgelte, intelligente Sektorenkopplung und Lastverschiebung – mit einer zentralen Rolle für Batterien – ermöglicht wird. Eine höhere Netzauslastung senkt die Kosten pro verbrauchter Kilowattstunde und verringert gleichzeitig den Investitionsbedarf für den Netzausbau.

Lokale Preissignale werden zum netzdienlichen Einsatz von Sektorenkopplungstechnologien wie Batterien führen und damit die Redispatch-Kosten senken.

Durch die Vermarktung vor Ort wird sichergestellt, dass die niedrigeren Stromkosten direkt bei den Verbrauchern ankommen.

Zahlungen aus dem Bundeshaushalt für niedrigere Stromkosten können auf diese Weise effektiver und nachhaltiger reduziert werden.

2 Einleitung

Erneuerbare Energien sind der zentrale Baustein für eine klimaneutrale Energieversorgung. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023¹) das Ziel, dass bis zum Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des in Deutschland erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen soll. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden die Ausbaupfade für Photovoltaik angepasst. Die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) soll demnach gem. § 4 Nr. 3 d) EEG 2023 auf 215 Gigawatt im Jahr 2030 gesteigert werden. Dies erfordert eine Verdreifachung des Ausbaus der Photovoltaik von 7 Gigawatt im Jahr 2022 innerhalb weniger Jahre auf 22 Gigawatt.² Neben der Transformation des Stromsystems ist ein Ausbau der erneuerbaren Energien auch unter dem Gesichtspunkt der Sektorenkopplung unerlässlich. So kann eine Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie nur durch einen starken Ausbau der Erneuerbare-Energien-Anlagen und eine entsprechende Verzahnung der Sektoren gelingen.

So gilt auf europäischer Ebene nach Art. 3 Abs. 1 RED III (Erneuerbare-Energien-Richtlinie³) das verbindliche Ziel, bis 2030 einen Anteil von 42,5 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der EU zu erreichen. Ende 2023 lag der Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland am Bruttoendenergieverbrauch allerdings erst bei 21,5 Prozent⁴, sodass erhebliche Anstrengungen erforderlich sind, um die Zielwerte bis 2030 zu erreichen. Weiterhin ist Deutschland im Rahmen der Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR⁵) verpflichtet, die CO₂-Emissionen in den nicht vom EU-Emissionshandel (ETS⁶) erfassten Sektoren bis 2030 um 50 Prozent im Vergleich zu 2005 zu senken. Diese Reduktion soll schrittweise durch jährliche Einsparziele erfolgen. Allerdings verfehlt Deutschland seit mehreren Jahren diese jährlichen Reduktionsziele, insbesondere in den Sektoren Verkehr und Gebäude.⁷ Dies erhöht das Risiko, dass Deutschland Emissionsrechte von anderen EU-Staaten zukaufen muss, um seinen Verpflichtungen nachzukommen. Damit Deutschland seine Klimaschutzziele erreicht, ist somit weiterhin ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig.

Der Ausbau der Photovoltaik hat sich zuletzt beschleunigt und konzentriert sich insbesondere auf gebäudeintegrierte Anlagen im Süden Deutschlands.⁸ Der überwiegende Anteil der PV-Anlagen wird an das Niederspannungsnetz angeschlossen und erzeugt dezentralen und verbrauchsnahe Strom.⁹

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 327) geändert worden ist.

² BMWK, Photovoltaik-Strategie, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (zuletzt abgerufen am: 14.05.2024).

³ Richtlinie (EU) 2023/2413.

⁴ Statistisches Bundesamt, 25 % des EU-Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien, abrufbar unter: https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/Ausbau_ErneuerbareEnergien.html (zuletzt abgerufen am: 31.01.2025).

⁵ Verordnung (EU) 2018/842.

⁶ Richtlinie (EG) 2003/87.

⁷ Agora Energiewende (2025): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025, S. 7.

⁸ Schmidt/Roth/Schill, Ausbau der Solarenergie: viel Licht, aber auch Schatten, DIW Wochenbericht 33/2024, S. 509 ff.

⁹ Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2025, S. 23 f.

Hiermit und mit dem PV-Zubau nach dem geplanten Ausbaupfad gehen jedoch auch Herausforderungen für die Systembilanz und die Systemintegration von PV-Strom in den Strommarkt einher.

Ein zentrales Problem liegt in der zeitlichen Konzentration der PV-Stromerzeugung: Der Großteil des PV-Stroms wird mittags und insbesondere im Sommerhalbjahr produziert. Durch den Ausbau von PV-Kapazitäten steigt das Angebot von PV-Strom zu diesen Spitzenzeiten stark an, während die Nachfrage wegen mangelhafter Anreize relativ konstant bleibt. Dies führt zu einem Überangebot an PV-Strom in Spitzenzeiten, wodurch die Marktwerte sinken und negative Strompreise entstehen. Gleichzeitig können Erzeugungsüberschüsse zu Netzengpässen, insbesondere auf Verteilnetzebene, führen.

Hinzu kommt, dass die Flexibilität der Stromnetze nicht mit dem Ausbau der PV-Kapazitäten mithält. Ohne ausreichende Möglichkeiten, überschüssigen Strom effektiv lokal zu nutzen oder zwischenspeichern, wird die negative Preisentwicklung weiter verschärft. Außerdem kann die Überlastung der Netzkapazitäten zu Spannungsproblemen, Netzengpässen und Einspeisebegrenzungen führen, die die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen beeinträchtigen.

Um diese Herausforderungen zu bewältigen, ist eine bessere Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch erforderlich. Daher besteht ein wachsendes Bedürfnis nach dezentralen Vermarktungsmodellen, die eine bessere regionale Nutzung von PV-Strom ermöglichen. Ergänzt werden muss dies in einem ganzheitlichen Energiesystem durch Flexibilitätsoptionen insbesondere in der Form von Sektorenkopplungs- und Speicheranlagen.¹⁰

¹⁰ Fraunhofer ISE, Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess, 2024 S. 53 ff.; Dena, Das dezentralisierte Energiesystem im Jahr 2030, 2023, S. 13 ff.

3 Bestandsaufnahme und künftige Entwicklungen in Trier und Speyer

3.1 Stadtwerke Speyer

Die Stadt Speyer hat rund 51.368 Einwohner (Stand: 31. Dezember 2022). Das Stadtgebiet umfasst eine Fläche von 42,7 km². Die Stadt wird von den Stadtwerken Speyer GmbH versorgt.

Tabelle 1 Grunddaten Stadtwerke Speyer

Einwohner	57.611	Speyer + Otterstadt (Netz)
versorgte Fläche	18,5 km ²	EnWG (Stromversorgung)
Versorgungsgebiet Geographische Fläche	58,4 km ²	Speyer + Otterstadt

Zu dem Dienstleistungsangebot der Stadtwerke gehört:

- Energieversorgung von Speyer und der umliegenden Region mit Strom, Erdgas, Wärme und Wasser.
- Entsorgung von Abfällen und Abwässern
- Betrieb des Sport- und Erlebnisbades
- Betrieb der Straßenbeleuchtung, Ausbau von Glasfaser und weitere Digitale Infrastruktur
- Engagement für Nachhaltigkeit

Zu dem Portfolio zur Erzeugung von Energien gehört unter anderem Windkraft-, Photovoltaik- und Solarthermieanlagen sowie Stromtankstellen. Zusätzlich werden in Speyer Projekte und Initiativen sowohl im Bereich Klimaschutz als auch auf Klimaanpassung umgesetzt, darunter:

- **Digitaler Zwilling für Speyer: Entwicklung eines** digitalen Zwilling, der als Weg- und Entscheidungshilfe für verschiedene Fragestellungen dient. Von Bauanträgen über Stadtplanung bis hin zum Katastrophenschutz sollen unterschiedliche Szenarien simuliert werden.
- **Klimaschutzstrategie der Stadtwerke Speyer:** Die Stadtwerke haben sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 so viel Ökostrom aus eigenen Anlagen zu produzieren, wie die gesamte Stadt benötigt. Bis 2040 soll auch der Wärmebedarf Speyers vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.
- **Kooperation mit der Bürgerenergiegenossenschaft bINe:** Die Kooperation ermöglicht es Bürgern, sich finanziell an Projekten wie Windparks und Geothermieanlagen zu beteiligen.
- **Klimaanpassungskonzept „Klimawandel Speyer folgen“:** Bereits von 2012 bis 2015 hat die Stadt Speyer ein umfassendes Klimaanpassungskonzept entwickelt.

Der Energiemarkt der Stadt Speyer lässt sich anhand verschiedener Daten darstellen. So wird auf Seiten der Stromabnehmenden zwischen Standardprofil-Kunden und Registrierte Lastgangmessung-Kunden unterschieden.

Exkurs: SLP-Kunden (Standardlastprofil) und RLM-Kunden (Registrierende Lastgangmessung)

Im deutschen Energiemarkt werden **Stromkunden** anhand ihres Verbrauchs und der Messmethode in zwei Gruppen unterteilt: **SLP-Kunden (Standardlastprofil-Kunden)** und **RLM-Kunden (Registrierende Lastgangmessung-Kunden)**. Diese Einteilung beeinflusst, wie der Stromverbrauch erfasst und abgerechnet wird.

SLP-Kunden: Standardlastprofil für kleinere Verbraucher SLP-Kunden sind vor allem Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe, deren Stromverbrauch unter 100.000 kWh pro Jahr liegt. Da ihr Energiebedarf relativ konstant und vorhersehbar ist, wird ihr Verbrauch nicht individuell gemessen, sondern anhand von Standardlastprofilen geschätzt. Diese Profile berücksichtigen typische Verbrauchsmuster, Wetterdaten und Tageszeiten, um den Strombedarf bestmöglich abzubilden.

RLM-Kunden: RLM-Kunden benötigen eine registrierende Lastgangmessung (RLM). Hierzu zählen vor allem Industrieunternehmen, größere Gewerbebetriebe oder Stromkunden mit einer Anschlussleistung über 100 kW. RLM-Kunden verbrauchen mehr als 100.000 kWh pro Jahr, weshalb eine exakte Messung des Stromverbrauchs erforderlich ist. Bei der RLM-Messung wird der Verbrauch in 15-Minuten-Intervallen digital erfasst und direkt an den Netzbetreiber übermittelt.

Fazit: Die Wahl zwischen SLP und RLM hängt hauptsächlich vom Stromverbrauch ab. Während Haushalte und kleine Gewerbe weiterhin von den einfachen Standardlastprofilen profitieren, benötigen größere Abnehmer eine präzisere Messmethode, um von individuellen Tarifen und detaillierten Verbrauchsdaten zu profitieren. Mit der zunehmenden Digitalisierung der Energiewirtschaft könnten in Zukunft jedoch auch für kleinere Verbraucher intelligentere Messsysteme eine Rolle spielen, um eine noch genauere Abrechnung und Prognose zu ermöglichen.

Tabelle 2 Stromverbrauch im Verteilnetzgebiet nach Kundengruppen (Quelle: Energieatlas Rheinland-Pfalz, <https://www.energieatlas.rlp.de/earp/energiesteckbriefe/energiesteckbrief/0731800000/2023/>)

	Anzahl	Verbrauch 2023 (kWh)
RLM	206	263.287.521
sonstige Entnahmestellen (SLP, TLP)	34.226	94.497.124

Der hohe Stromverbrauch im Bereich der RLM-Kunden spiegelt die starke gewerblich-industrielle Struktur Speyers mit wichtigen Produktionsbetrieben wider. Aktuell gibt es erste Unternehmen, die ihre Produktionsprozesse von Erdgas auf Strom umstellen. Daher ist in Speyer mit einem weiteren Anstieg des Stromverbrauchs zu rechnen.

Tabelle 3 Stromerzeugung durch Erneuerbare in den Verteilnetzgebieten der Stadtwerke – seit 2022 – einfach Anteile pro Jahr

nur PV im Netzgebiet			
2022	2023	2024	
20.240 kWP	26.352 kWP	31.058 kWP	installierte Leistung (2.170 Anlagen)
17.412.527	16.201.686	noch nicht bekannt	Stromeinspeisung in kWh

Tabelle 4 Darstellung PV-Erzeugung nach Kategorien EEG (Erzeugungsmengen pro Jahr - -Darstellung der Entwicklung seit 2022)

2022	2023		
15.609.977	14.355.396	kWh	Einspeisevergütung
1.718.464	1.784.745	kWh	Marktprämie
84.086	61.545	kWh	Mieterstrom

Die Daten der Tabelle 3 und Tabelle 4 zeigen, dass es sich bei dem größten Teil der PV-Anlagen um Kleinanlagen handelt, die zentral von den Übertragungsnetzbetreibern am Spot-Markt vermarktet werden. Der größte Teil der Anlagen im Marktprämienmodell wird dagegen von den Stadtwerken Speyer vermarktet. Die Stadtwerke führen verschiedene Projekte zum Mieterstrom durch. Der Anteil des im Mieterstrommodell vermarkteten Stroms bleibt jedoch – insbesondere aufgrund der komplexen regulatorischen Vorgaben – eher gering.

Tabelle 5 Entwicklung der Batteriespeicher

8.388 kWh nutzbare Speicherkapazität

Zubau

2024: 2.782 kWh

2023: 2.864 kWh

2022: 758 kWh

6.341 kW Bruttoleistung

Der Zubau der Batteriespeicher spiegelt die bundesweite Tendenz wider. Die Speicher sind nahezu vollständig auf Eigenverbrauchsoptimierung ausgerichtet.

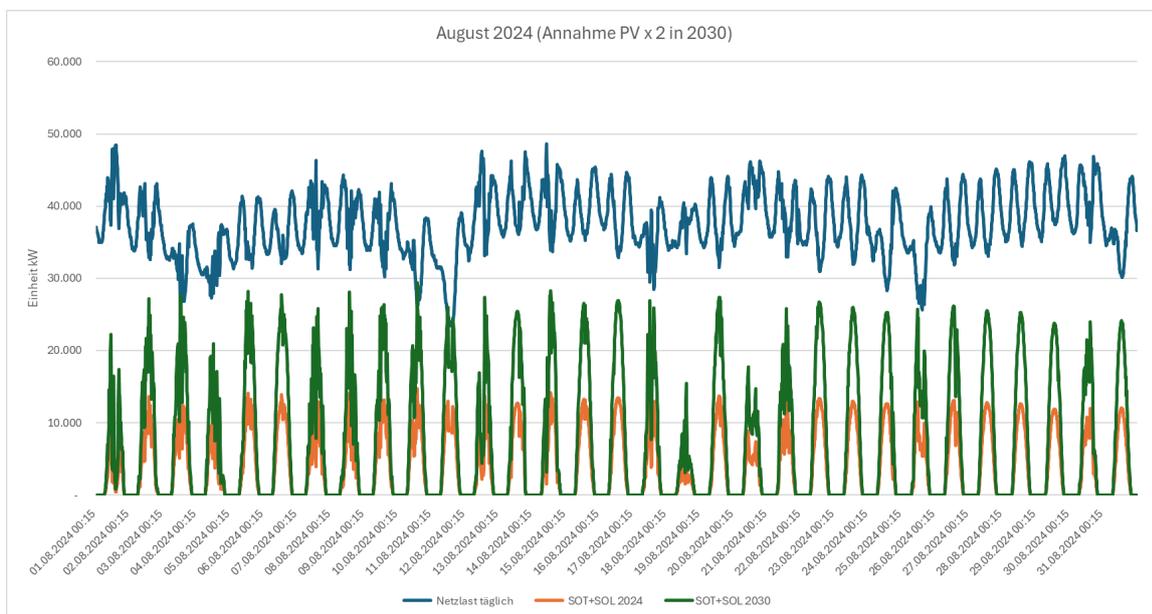


Abbildung 1 Darstellung PV-Erzeugung und Netzlast in 2024 sowie Prognose PV für 2030

Die Abbildung 1 zeigt, dass im Verteilnetz der Stadtwerke Speyer der PV-Strom keine dominierende Rolle einnimmt und auch 2030 noch nicht einnehmen wird. Dies hängt neben den Erzeugungspotentialen mit dem hohen gewerblich-industriellen Stromverbrauch zusammen.

Dies zeigen auch die folgenden Simulationen. Auf der Erzeugungsseite wurden nur Wind und PV berücksichtigt. Im Bereich Wind sind Bestandsanlagen sowie geplante Anlagen enthalten. Im Bereich PV sind Bestandsanlagen und geplante Anlagen sowie alle EEG-PV-Anlagen im Netzgebiet multipliziert mit Faktor 2.

Im Bestand befinden derzeit 22 MW Wind (drei Windparks); geplant sind bis 2030 weitere 47 MW (zwei neue Windparks mit ca. 20 MW und ein Windrad Erweiterung im Bestand ca. 7 MW). Für das Jahresprofil wurde die Struktur der Bestandwindparks genommen und mit der Leistung nach oben skaliert.

Auf der Verbrauchsseite sind die alle Lieferstellen aus der Absatzprognose 2030 (Haushalt sowie Industrie) mit Schwerpunkt Speyer und Umland enthalten. Dabei wurde rechnerisch vom Verbrauch in 2024 ausgegangen.

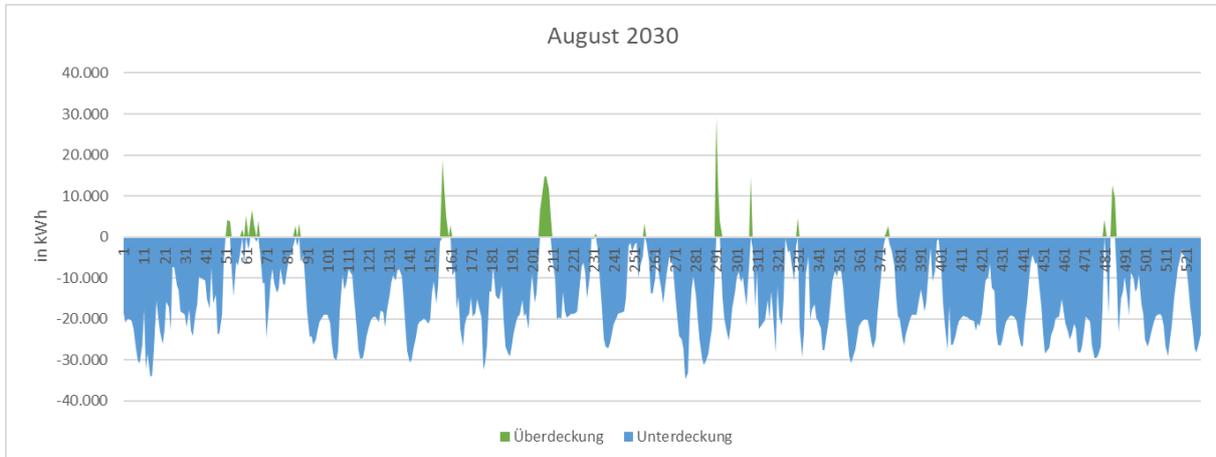


Abbildung 2 Überdeckung / Unterdeckung August 2030

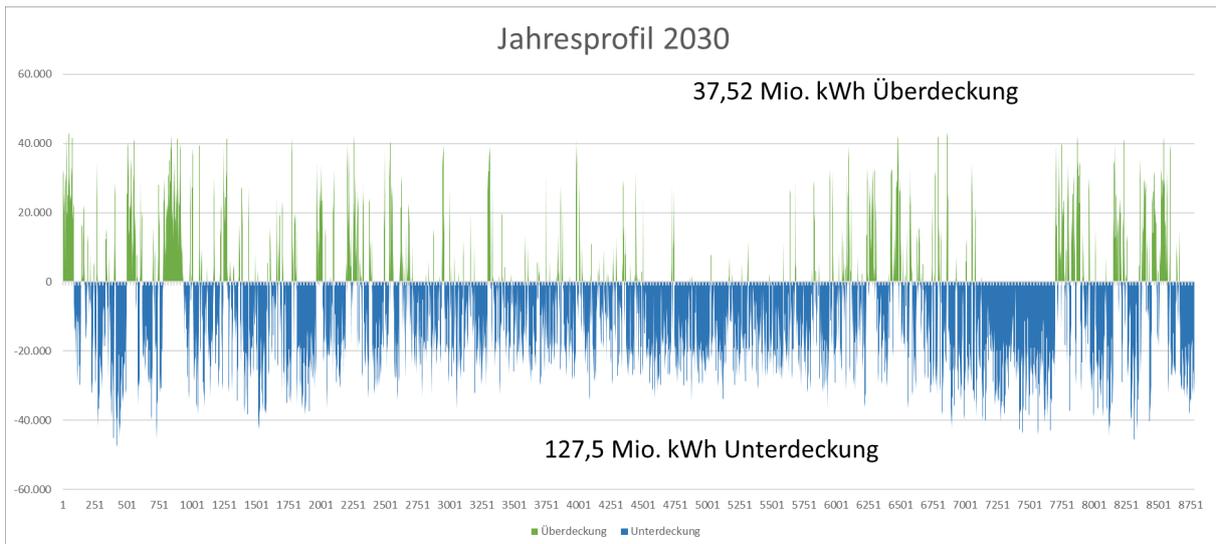


Abbildung 3 Überdeckung / Unterdeckung in 2030 als Jahresprofil

Die Überdeckungen und damit Potentiale für Lastverschiebungen liegen stärker im Winterhalbjahr, was mit den vorhandenen und geplanten Windraftanlagen der Stadtwerke Speyer zusammenhängt. Der Ertrag der Windkraftanlagen schwankt kurzfristig stärker als der Ertrag der PV Anlagen. Der Ertrag der Windkraft hängt in der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit ab. Das bedeutet, dass eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit die Leistung um den Faktor 8 erhöht.

3.2 Stadtwerke Trier

Die „Energierregion Trier“ besteht aus der Stadt Trier sowie den Landkreisen Trier-Saarburg, Eifelkreis Bitburg-Prüm, Bernkastel-Wittlich und dem Landkreis Birkenfeld. Die Stadt Trier hat rund **110.636 Einwohner** (Stand: 31. Dezember 2022). Das Stadtgebiet umfasst eine Fläche von **117,1 km²**. Die

Stadtwerke Trier sind ein regionales Versorgungsunternehmen, das die Stadt Trier und die umliegenden Gemeinden mit **Strom, Gas, Wasser, Abwasserentsorgung, Telekommunikation und Mobilitätsdienstleistungen** versorgt. Zu dem Dienstleistungsangebot der Stadtwerke gehört:

- **Versorgungsbereiche:** Strom, Gas, Wasser, Abwasser, Telekommunikation, öffentlicher Nahverkehr
- **Schwerpunkt:** Nachhaltige Energieversorgung, Digitalisierung, smarte Infrastrukturen
- **Projekte:** Energieautarkes Hauptklärwerk, CO₂-neutrales Rechenzentrum, energieneutrales Parkhaus, Ausbau erneuerbarer Energien

Die Stadtwerke Trier (SWT) engagieren sich in mehreren innovativen Projekten zur Förderung von Energieeffizienz und Nachhaltigkeit. Hier werden einige Beispiele genannt:

- **Energieautarkes Hauptklärwerk Trier:** Durch Maßnahmen wie den Einsatz moderner Verdichtertechnologie, Optimierung der biologischen Abwasserbehandlung und Nutzung von Klärgas, Wasserkraft und Photovoltaik konnte das Hauptklärwerk seit 2016 vollständig energieautark betrieben werden. Überschüssige Energie wird zur Versorgung des angrenzenden Energie- und Technikparks genutzt.
- **CO₂-neutrales Rechenzentrum:** Im Energie- und Technikpark betreiben die Stadtwerke Trier ein Rechenzentrum, es wird CO₂-neutral betrieben, indem es Energie aus der benachbarten Kläranlage und den Photovoltaikanlagen des Parks nutzt.
- **Energieneutrales Parkhaus Ostallee:** Betrieb eines energieneutralen Parkhaus durch die Umstellung auf LED-Beleuchtung, den Einsatz eines Stromspeichers und die Installation einer Photovoltaikanlage mit 203 kWp.
- **Integriertes Klimaschutzkonzept der Stadt Trier:** Die Stadt Trier hat ein umfassendes Klimaschutzkonzept entwickelt, das 123 Einzelmaßnahmen in den Handlungsfeldern Alltag, Energie, Mobilität, Information sowie Gebäude und Flächen umfasst.
- **Stadt-Umland-Kooperation:** Effiziente Nutzung der Energieversorgung von Stadt und Umgebung ermöglichen.
- **Energiestrategie:** Unter anderem mit Zielen zur Stromwende bis 2030, Verkehrswende bis 2034 und Wärmewende bis 2038, wie in Abbildung 4 dargestellt.



Abbildung 4 Ziele der Energiestrategie der Stadtwerke Trier (Quelle: SWT, EEG-Vergütung vs. Marktwert am Beispiel der EEG-Anlagen im Netz der SWT, S. 9).

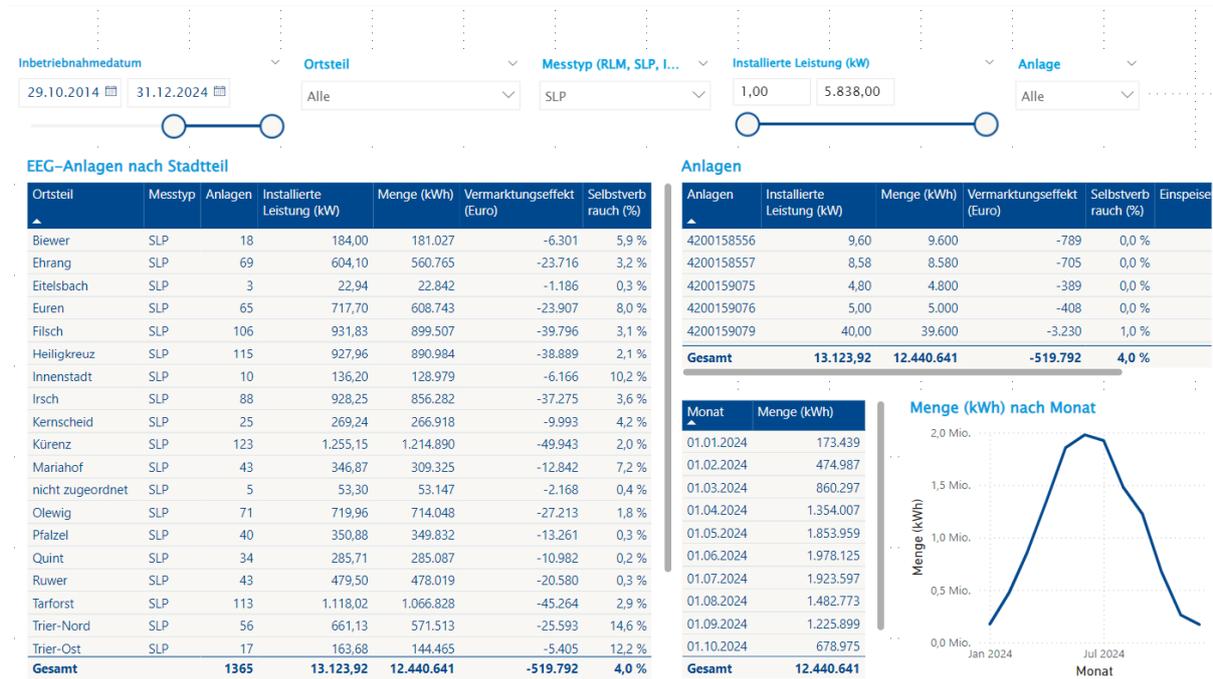


Abbildung 5 Zwischen 2014 und 2024 im Stadtwerke Trier-Netz installierten PV-Anlagen

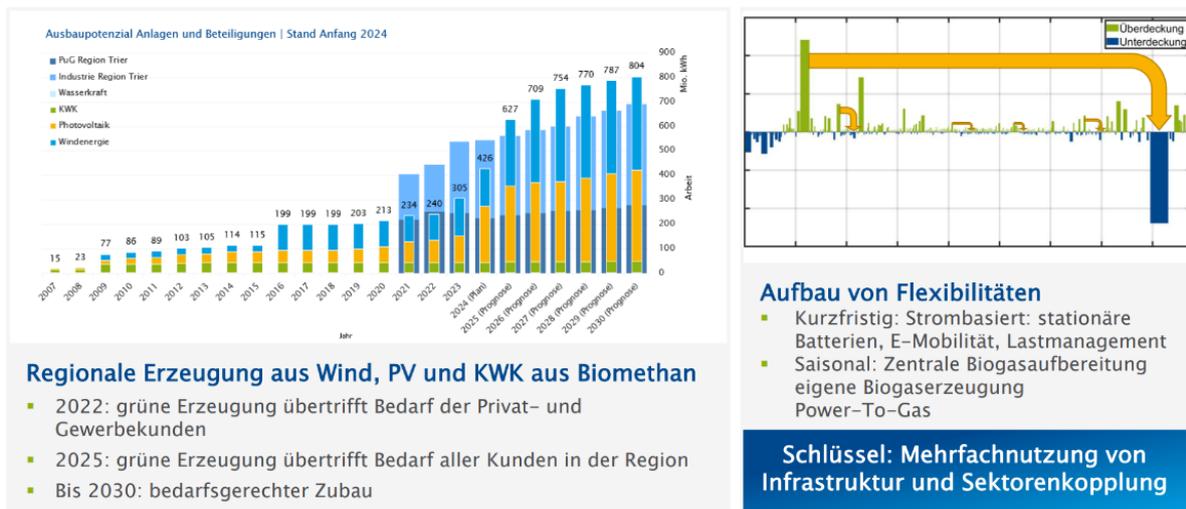


Abbildung 6 Ausbaupotentiale der Stadt Trier und Umgebung in der Stromerzeugung und in der Schaffung von Flexibilitäten (Quelle: SWT, EEG-Vergütung vs. Marktwert am Beispiel der EEG-Anlagen im Netz der SWT, S. 11)

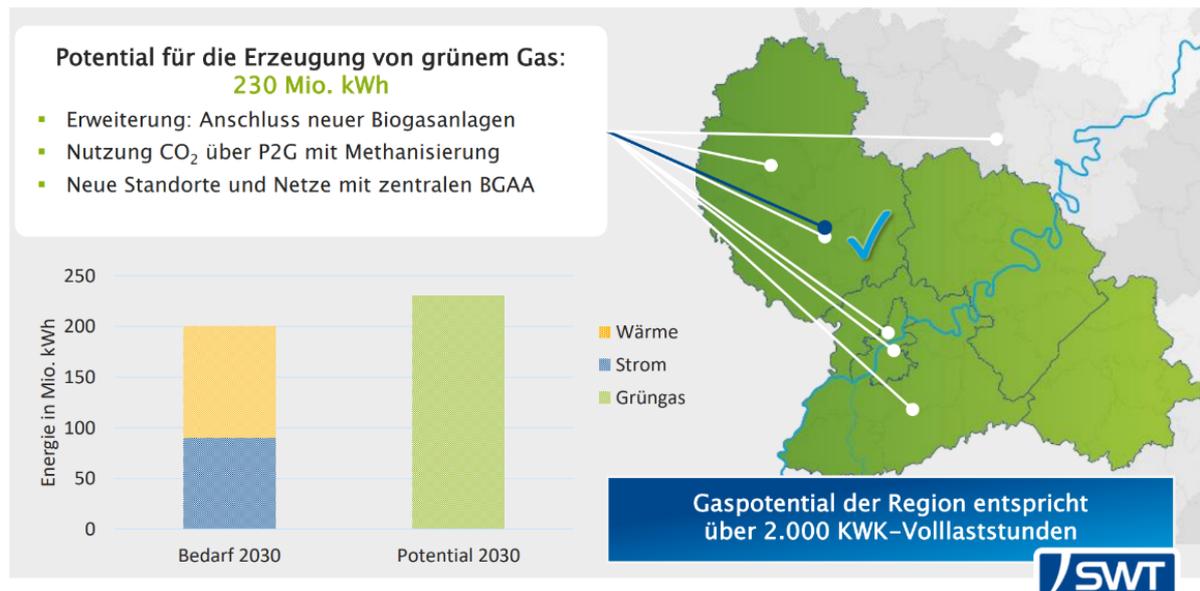


Abbildung 7 Potential zur grünen Gasversorgung der Stadt Trier und Umgebung (Quelle: SWT, EEG-Vergütung vs. Marktwert am Beispiel der EEG-Anlagen im Netz der SWT, S. 17).

Wie die Abbildungen zeigen, sehen die Stadtwerke Trier die Umgebung sowie die Stadt Trier als Region mit hohen Potentialen und Chancen für die Energiewende an. Besonders das Potential von PV ist als hoch einzuschätzen. Nach Angaben der Stadtwerke Trier schaffe der Energiemix aus grünen Energien ein resilientes Energiesystem. Zudem sind Mehrfachnutzungen von vorhandener Infrastruktur möglich und die Potentiale für Flexibilisierung vorhanden. Die Stadtwerke Trier sehen hier auch die Möglichkeit über die Flexibilisierung den Ausbau der Netze zu verringern. Dies kann auch zu geringeren Energiepreisen für Verbraucher führen.¹¹

¹¹ SWT, EEG-Vergütung vs. Marktwert am Beispiel der EEG-Anlagen im Netz der SWT, S. 20.

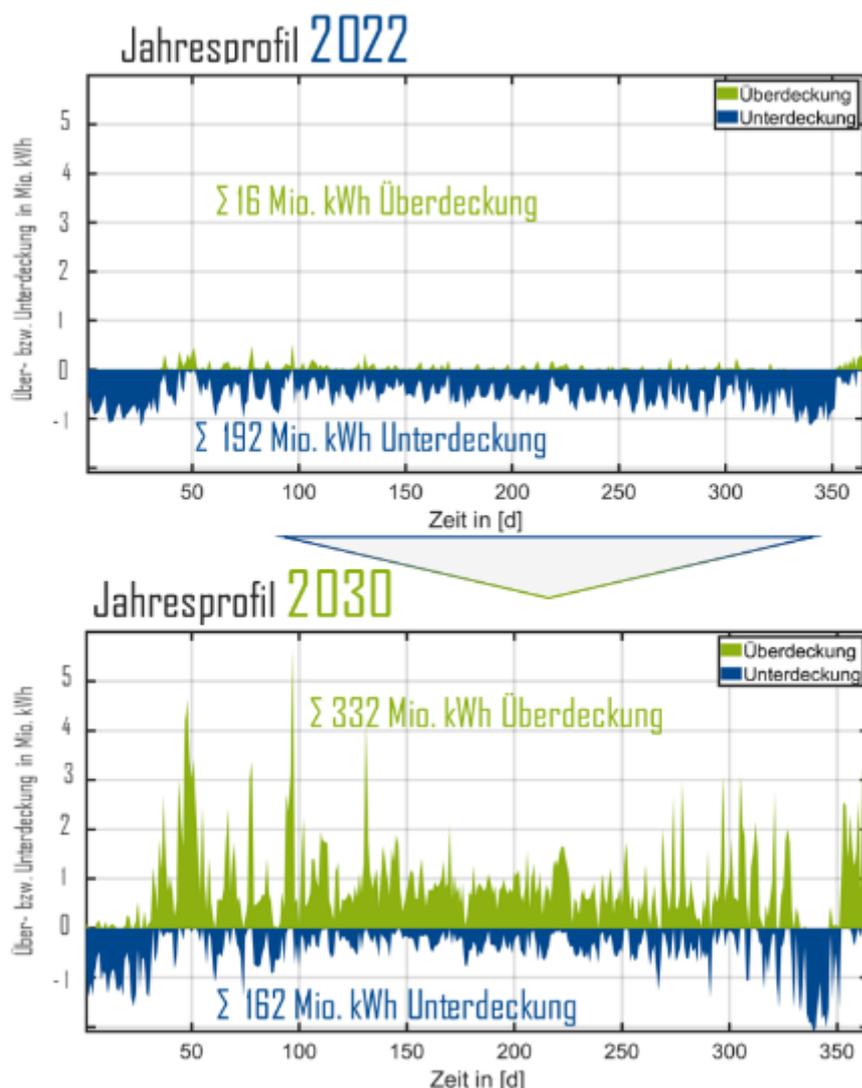


Abbildung 8 Über- bzw. Unterdeckung an erzeugter Leistung in MW im Raum Trier im Jahr 2022 und als Prognose im Jahr 2030 (Quelle: SWT, EEG-Vergütung vs. Marktwert am Beispiel der EEG-Anlagen im Netz der SWT, S. 12)

Die Potentiale spiegeln sich auch in den Prognosen wider: Das Jahresprofil sowie der erwartete Lastgang für das Jahr 2030 zeigen für die Energieregion Trier im Jahresverlauf einen Überschuss der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Stromverbrauch. Zudem gibt es mehr Tage und Stunden mit einer Überdeckung als mit einer Unterdeckung der Stromerzeugung.

3.3 Auswertung der Bestandsaufnahme aus Speyer und Trier

Während im Sommerhalbjahr der Stromverbrauch niedriger ist und das durch PV geprägte Erzeugungsprofil gleichmäßiger verläuft, kommt es im Winter zu höheren Stromverbräuchen und längeren Phasen mit einer Unterdeckung der Stromerzeugung („Dunkelflaute“). Gleichzeitig führen die Windenergieanlagen im Winter zu höheren Erzeugungsspitzen, wodurch ein stärkerer Bedarf an Flexibilität, Speicherlösungen und netzstützenden Maßnahmen entsteht.

Im Sommer zeigt sich ein sehr regelmäßiges Erzeugungsprofil der PV. Hier wird deutlich, welches Potenzial in der Kombination von Batterien und PV liegt: Durch Lastverschiebung könnte eine nahezu vollständige Versorgung über 24 Stunden mit PV-Strom sichergestellt werden. Zudem könnten weitere Überschüsse aus PV und Wind in anderen Sektoren genutzt werden, etwa in der Elektromobilität oder für die Wärmeversorgung. Weiterhin können solche Überschüsse auch zur saisonalen Lastverschiebung und Speicherung beitragen, beispielsweise durch Power-to-X-Technologien wie Wasserstoffherzeugung.

Die Daten aus Trier und Speyer zeigen die Volatilität eines Energiesystems, das vor allem auf PV und Wind basiert. Entscheidend ist, die Überschüsse im erneuerbaren Energiesystem sinnvoll zu nutzen. Für die Stadt und die Energieregion Trier liegen hierzu detailliertere Daten vor.

Im Kern geht es um eine gezielte **Lastverschiebung**, die in zwei Kategorien unterteilt wird: **kurzfristige Lastverschiebung**, die innerhalb eines Tages oder weniger erfolgt, und **saisonale Lastverschiebung**, bei der Energie über längere Zeiträume hinweg gespeichert und genutzt wird.

Die Nutzung batterieelektrischer Fahrzeuge sowie die Einbindung in Wärmenetze und Wärmespeicher sind klar nachvollziehbare und sinnvolle Maßnahmen der Sektorenkopplung.

Bei den Optionen „**Großbatterien**“, „**Steuerung der Hausbatterien**“, „**Lastmanagement in der Industrie**“ sowie „**saisonale Speicherung**“ ist eine eindeutige Zuordnung zu einzelnen Sektoren hingegen schwieriger, da diese Maßnahmen oft sektorenübergreifend wirken.

Für die Energieregion Trier wurde das Potenzial von Strom in der Sektorenkopplung genauer analysiert. Die größten Potentiale liegen dabei in der Flexibilisierung des Wärme- und Verkehrssektors: Durch die zeitliche Verschiebung von Ladevorgängen oder die flexible Nutzung strombasierter Wärmeerzeuger in Verbindung mit Wärmespeichern kann ein relevanter Teil der PV-Erzeugung flexibilisiert werden.

Die Nutzung der Potenziale des PV-Stroms durch Lastverschiebung und Sektorenkopplung bietet große Vorteile:

- Die Nachfrage nach PV-Strom steigt, wodurch die Einnahmefläche für die Vermarktung des PV-Stroms verbreitert wird.
- Das Risiko negativer Preise an den Strombörsen sinkt.
- Das Stromnetz wird gleichmäßiger ausgelastet.
- Die Wertschöpfung vor Ort durch die Nutzung von PV-Strom wird gestärkt.
- Die Abhängigkeit von Energieimporten sinkt, was einen wichtigen Beitrag zur Resilienz leistet.
- Die CO₂-Emissionen vor Ort werden deutlich reduziert.
- Diese Strategie unterstützt Deutschland dabei, die europäischen Ausbauziele für erneuerbare Energien sowie die Klimaschutzziele im Rahmen der Lastenteilungsverordnung zu erreichen.

Eine zentrale Voraussetzung für die Nutzung des PV-Stroms in der Sektorenkopplung und für die Ausschöpfung weiterer Potenziale der Lastverschiebung ist die Möglichkeit einer regionalen Vermarktung des erzeugten Stroms im Sinne des Subsidiaritätsprinzips.

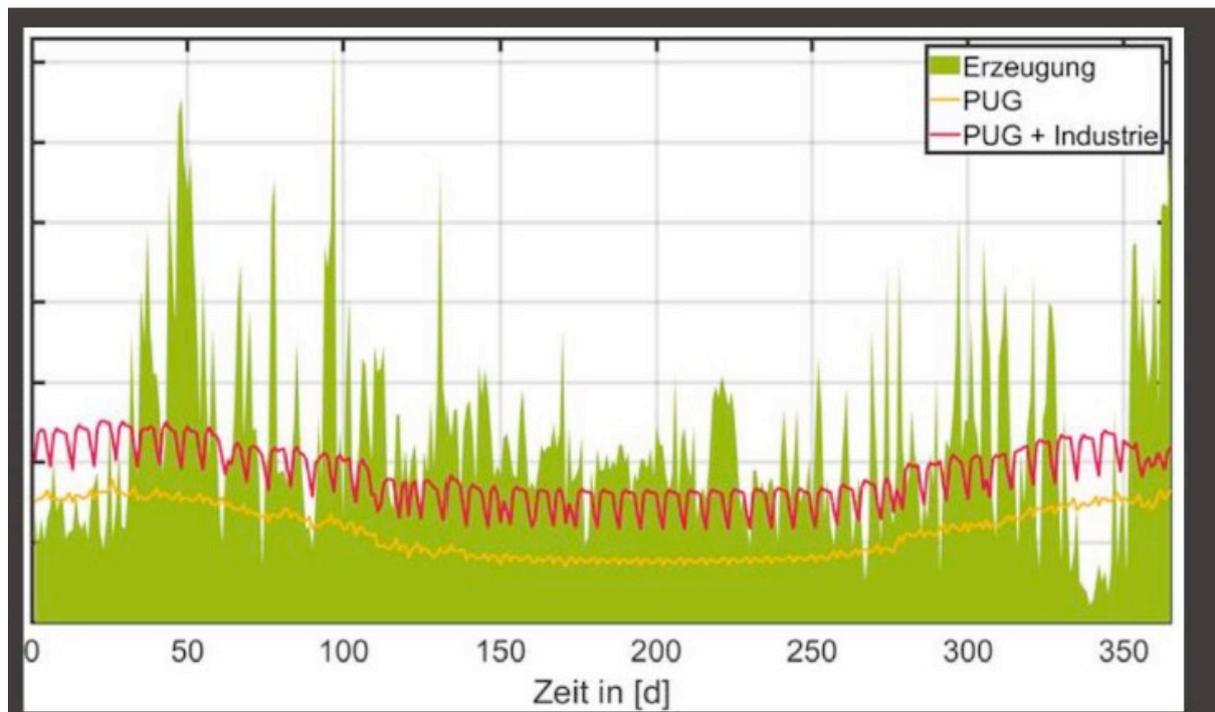


Abbildung 9 Prognostizierter Lastgang 2030 für die Region Trier

3.4 Exkurs: Die Nutzung von Batterien in Kalifornien

Batterien sind – neben Wärmenetzen und Wärmespeichern – eine Schlüsseltechnologie, unabhängig davon, ob sie als Großbatterien, Hausspeicher oder in Elektrofahrzeugen eingesetzt werden. Speicher in der Form von modernen Batteriesystemen können mehrere Funktionen gleichzeitig wahrnehmen, insbesondere können sie

- Erzeugungsschwankungen erneuerbarer Energien ausgleichen und überschüssigen Strom zeitversetzt einspeisen,
- Frequenz- und Spannungsstabilität durch schnelle Reaktionsfähigkeit sichern,
- Regelenergie bereitstellen, um kurzfristige Schwankungen im Angebot und in der Nachfrage auszugleichen,
- Lastspitzen reduzieren (Peak Shaving) und so Netzentgelte senken,
- den Netzausbau unterstützen, indem sie als dezentrale Puffer Leitungsüberlastungen vorbeugen,
- gesicherte Leistung zur Verfügung stellen und so konventionelle Kraftwerke perspektivisch ersetzen.

Ein Blick nach Kalifornien ist in diesem Zusammenhang besonders interessant. Kalifornien ist weltweit führend im Bereich der Energiespeicherung und verfügt über die größte Flotte von Batterien, die

Energie für das Stromnetz speichern. Die Speicherung spielt eine zentrale Rolle für die Netzstabilität und ergänzt die reichlich vorhandenen erneuerbaren Energiequellen des Bundesstaates. Diese Technologien ermöglichen es, in Zeiten geringer Last erzeugte Energie zu speichern und sie am Abend oder in der Nacht – wenn die Sonne untergeht und Solarenergiequellen nicht mehr verfügbar sind – gezielt ins Netz einzuspeisen. Dadurch sinkt die Abhängigkeit von fossilen Kraftwerken zur Deckung von Spitzenlasten erheblich.

Im Gegensatz zu Deutschland und Europa werden die meisten dieser Batteriespeicher in Kalifornien von Versorgungsunternehmen („Utilities“) betrieben. Eine Analyse des dortigen Rechtsrahmens war allerdings nicht Teil dieser Kurzstudie. Ziel des Exkurses ist es vielmehr, aufzuzeigen, was technisch bereits möglich ist und in Kalifornien heute schon umgesetzt wird.

Die Funktionen, die Batterien erfüllen können wurden im obigen Absatz aufgelistet. Wie bereits erwähnt können durch diese Multifunktionalität Batterien die Kosten für das Gesamtenergiesystem erheblich senken.

Batterien können somit den Netzausbau deutlich reduzieren und, wie das Beispiel Kalifornien zeigt, sogar Kraftwerke ersetzen. Dort werden aktuell die PV-Überschüsse durch Batterien in die Abendstunden verschoben.

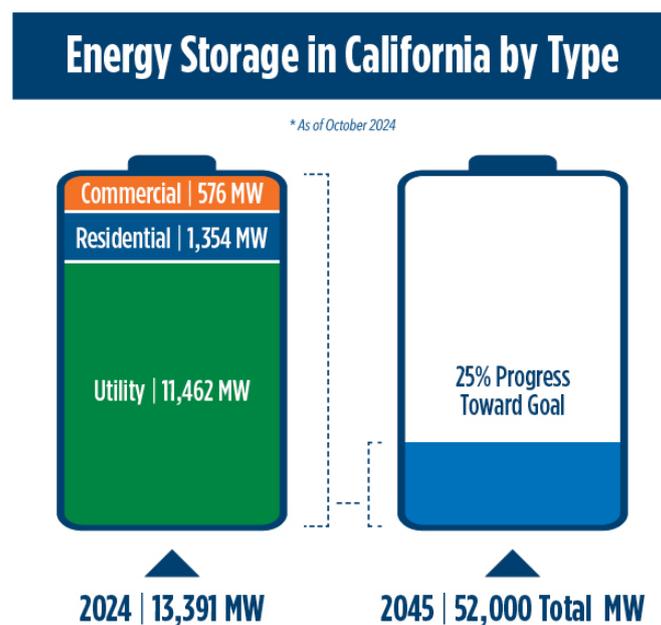


Abbildung 10 Aufteilung der Batterie-Kapazitäten in Kalifornien auf die Nutzergruppen und Grad der Zielerreichung: (Quelle: California Energy Commission, California Energy Storage System Survey, abrufbar unter: <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/california-energy-storage-system-survey>, zuletzt abgerufen am: 10.02.2025).

California Electricity Generation

Posted In: Energy | Environment

What are the main sources of California's electricity?

I added the option to view the graph for any day or monthly average from April 2018 to the present using the calendar picker and a daily generation summary

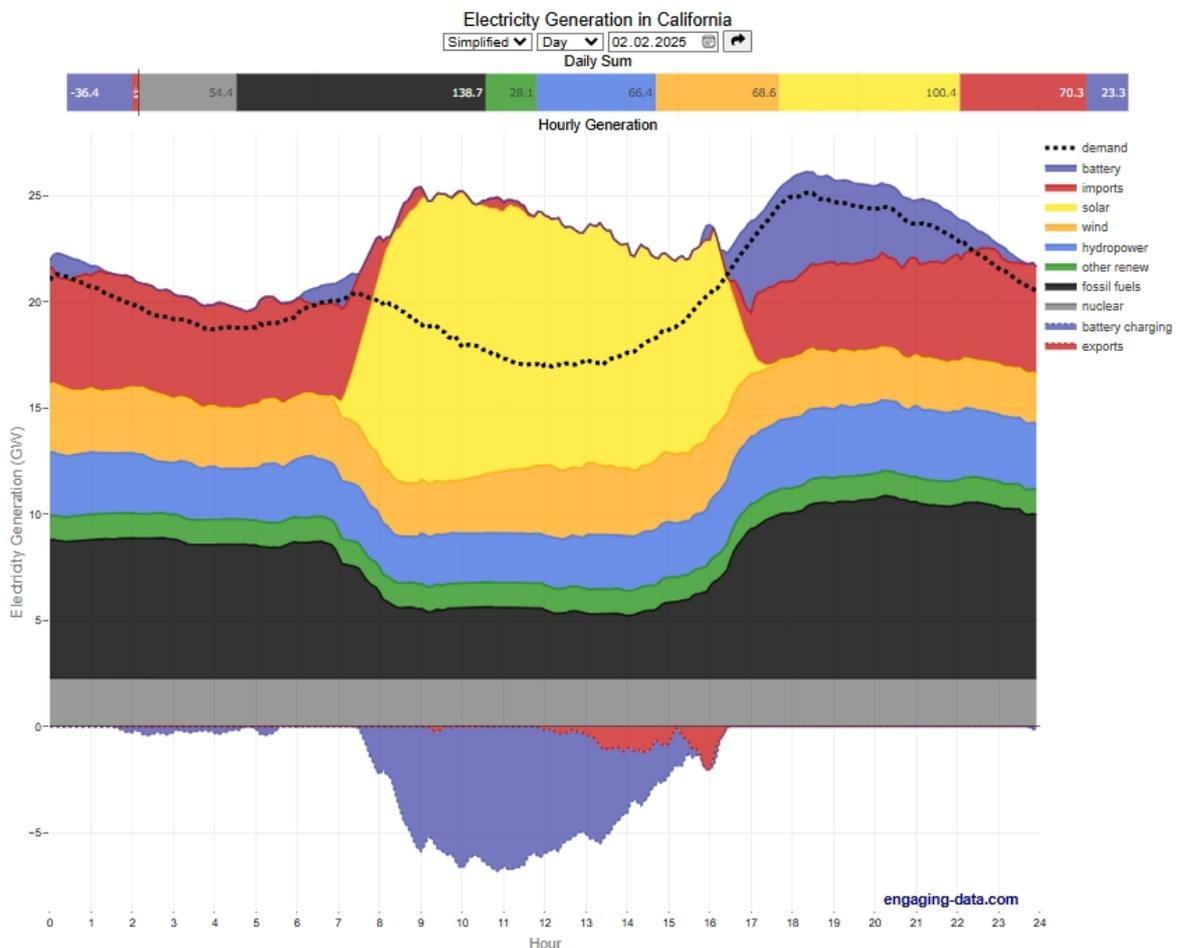


Abbildung 11 Stromerzeugung in Kalifornien am 02.02.2025 unter Berücksichtigung der Speicherung der solaren Mittagsspitze und von Importen (Quelle: Engaging Data, California Electricity Generation, abrufbar unter: <https://engaging-data.com/california-electricity-generation/>, zuletzt abgerufen am: 10.02.2025).

Durch den gezielten, systemdienlichen Einsatz von Batteriespeichern ist in den letzten Jahren in Kalifornien die berühmte „Duck-Curve“ erheblich abgeflacht worden und Erdgas wurde in der Strom-Erzeugung zunehmend verdrängt.

3.5 Vorteile des regionalen Ansatzes der Stadtwerke Trier und Speyer

Das regionalisierte Vorgehen der Stadtwerke Trier und Speyer bietet gegenüber zentralen Ansätzen bezüglich der Organisation des Energiesystems zahlreiche Vorteile.

Das System ist kostengünstiger

Regionale Systeme können günstiger sein, da sie maßgeschneiderte Lösungen für lokale Gegebenheiten ermöglichen. Die Sektorenkopplung zwischen Strom, Wärme in Haushalten, Gewerbe und Industrie sowie Verkehr – vom öffentlichen Personennahverkehr bis hin zur Elektromobilität – lässt sich dezentral vor Ort sinnvoll und kostengünstig organisieren.

Wertschöpfung vor Ort

Investitionen in regionale Energielösungen halten Kapital in der Region, schaffen Arbeitsplätze und stärken die wirtschaftliche Entwicklung vor Ort.

Höhere Resilienz

Das Vorgehen der Stadtwerke Trier und Speyer erhöht die Resilienz des Energiesystems, da es unabhängiger von zentralen Strukturen und potenziellen Störungen ist.

Akzeptanz durch Beteiligung vor Ort

Durch die Beteiligung der Menschen vor Ort steigt auch die gesellschaftliche Akzeptanz. Wenn Bürger:innen aktiv in den Prozess eingebunden werden, wächst das Vertrauen in die Maßnahmen, und die Umsetzung der Energiewende verläuft reibungsloser.

Höhere Unabhängigkeit von Energieimporten und mehr Sicherheit vor Inflation

Ein regionales Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien erhöht die Unabhängigkeit von Energieimporten. Dies verbessert nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern schützt auch vor inflationären Preissteigerungen bei importierter Energie, die durch globale Krisen oder geopolitische Spannungen entstehen können. Da erneuerbare Energien niedrige Betriebskosten haben, sind vor allem die Investitionskosten und deren Finanzierung entscheidend. Dadurch bieten sie ein hohes Maß an Kostenverlässlichkeit.

Technischer Fortschritt als „Partner der Beschleunigung“

Nicht zuletzt spielt der technische Fortschritt eine zentrale Rolle. Die Effizienz und die daraus resultierenden Kosten für die dezentrale Energieerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft sind in den letzten Jahren deutlich gesunken. Diese Entwicklung auf der Erzeugungsseite wird durch enorme Effizienzsprünge und Kostensenkungen in der Batterietechnik ergänzt. Ähnliche Fortschritte sind nach dem Hochlauf auch in der Elektrolyse zu erwarten, und auch bei Wärmespeichern gibt es eine kontinuierliche Weiterentwicklung.

Dezentral einsetzbare Technologien werden durch intelligente Mess-, Steuer- und Regelungstechnik in der Sektorenkopplung immer kostengünstiger. Durch die intelligente Kombination moderner Technologien lassen sich Effizienzsteigerungen erzielen und die Energiewende beschleunigen.

4 Status-quo des Rechtsrahmens für die Vermarktung kleiner PV-Anlagen

4.1 Historische Entwicklung des Regelungsregimes

Das wichtigste Gesetz für die Förderung und die Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien-Anlagen (EE-Anlagen) ist das EEG. Der heutige Stand des Gesetzes ist im EEG 2023 geregelt. Das EEG unterlag im Laufe der Jahre einigen Novellierungen, die zum Teil bedeutende Änderungen und Korrekturen für die Vermarktung von kleinen PV-Anlagen enthielten. Für die Einordnung und Bewertung der rechtlichen Regelungen der heutigen Vermarktungsmöglichkeiten ist die historische Entwicklung des Rechtsrahmens grundlegend.

4.1.1 Grundprinzipien des EEG

Im Jahr 2000 wurde das ursprüngliche EEG (EEG 2000) beschlossen. Es legte in Nachfolge des Gesetzes über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) den Grundstein für den starken Ausbau erneuerbarer Energien im Sektor Strom in Deutschland und wurde zu einem zentralen Instrument der Energiewende. Sein Hauptziel war es, den Anteil erneuerbarer Energien am Strommix deutlich zu steigern, um Klimaschutz, Versorgungssicherheit und eine nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten.

Dafür setzte das ursprüngliche EEG auf mehrere Grundprinzipien¹²:

- **Feste Einspeisevergütung** – die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (z. B. Windkraft, Solarenergie, Biomasse) erhalten eine über 20 Jahre garantierte feste Vergütung für den eingespeisten Strom. Diese Regelung schuf Planungssicherheit und machte Investitionen in erneuerbare Energien auch für private Haushalte und sowie kleinere und mittlere Unternehmen, Bürgerenergiegesellschaften und Stadtwerke möglich.
- **Einspeisevorrang** – Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird prioritär in das Stromnetz eingespeist. Netzbetreiber wurden gesetzlich verpflichtet, erneuerbaren Strom vor Strom aus fossilen oder nuklearen Quellen abzunehmen. Dies sicherte den Marktanteil erneuerbarer Energien und ermöglichte deren raschen Ausbau.
- **Degression der Vergütungssätze** – Die Einspeisevergütungen für neu errichtete Anlagen sollten jährlich gesenkt werden (Degression), um den technologischen Fortschritt und die Kostensenkungspotenziale der erneuerbaren Energien zu fördern.
- **Finanzierung durch Umlage** – Die Kosten der Förderung wurden über die sogenannte EEG-Umlage auf die Stromkunden verteilt. Dies sorgte für eine breite Finanzierung der Energiewende.
- **Bürgerbeteiligung und Dezentralität** – Das EEG unterstützte explizit die Errichtung kleinerer und dezentraler Anlagen. Dies ermöglichte es auch privaten Haushalten, Energiegenossenschaften und mittelständischen Unternehmen, aktiv an der Energiewende teilzunehmen. Damit wurde die Akzeptanz für erneuerbare Energien in der breiten Bevölkerung erhöht.

¹² Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, Rn. 677 ff.

4.1.2 Wesentliche rechtliche Veränderungen im EEG und weiteren relevanten Energiegesetze

Seit seiner Einführung wurde das EEG immer wieder abgeändert und zum Teil grundlegend verändert. Das heutige, komplexe Fördersystem und die entsprechenden Vermarktungsformen für Strom aus EE-Anlagen ist das Ergebnis dieser Änderungen.

4.1.2.1 Vermarktung an der Börse statt physikalischer Wälzung

Mit der Novellierung des EEG durch das Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien (EEG 2009), das am 1. Januar 2009 in Kraft trat, wurde eine **grundlegende Veränderung in der Vermarktung** von EEG-Strom eingeführt. Ab dem Jahr 2010 waren die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) verpflichtet, den EEG-Strom ausschließlich **am Spotmarkt der Strombörse zu vermarkten**. Diese Neuerung, die in § 64 Abs. 3 EEG 2009 i.V.m. § 2 Abs. 2 AusglMechV rechtlich verankert wurde, stellte klar, dass der eingespeiste Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich an die Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet und von diesen an der Strombörse gehandelt werden muss. Damit endete die zuvor geltende physikalische Wälzung, bei der Stromlieferanten verpflichtet waren, EEG-Strom physisch abzunehmen und anteilig an ihre Kunden weiterzuleiten. Dieses System basierte auf gesetzlich fixierten Vergütungssätzen, die unabhängig vom Börsenpreis waren. Die anfallenden Kosten wurden gleichmäßig über die EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher umgelegt.

4.1.2.2 Einführung des Marktprämienmodells

Mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2012), die am 1. Januar 2012 in Kraft trat, wurde unter anderem das **Marktprämienmodell** eingeführt. Dieses Modell zielte darauf ab, die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt zu fördern und die Anlagenbetreiber stärker in das Marktgeschehen einzubinden.¹³ Ein zentraler Bestandteil des Marktprämienmodells war die Weiterentwicklung der **Direktvermarktung**. Für Anlagebetreiber neuer großer Anlagen wurde die Direktvermarktung zwingend, sodass sie ihren Strom nun an der Strombörse anbieten mussten, anstatt ihn wie bisher zu festen Einspeisevergütungen vom Netzbetreiber abnehmen zu lassen. Um die Differenz zwischen den am Markt erzielbaren Preisen und der gesetzlich garantierten EEG-Vergütung auszugleichen, wurde die sogenannte Marktprämie gezahlt.

Zusätzlich wurde mit der Flexibilitätsprämie ein weiterer Anreiz geschaffen, insbesondere für steuerbare Anlagen wie Biomassekraftwerke. Diese konnten durch eine an die Marktnachfrage angepasste Einspeisung zusätzliche Erlöse erzielen und so zur Stabilität des Stromsystems beitragen.

Die Bedeutung der Direktvermarktung wurde im Rahmen des EEG 2014 weiter ausgebaut. Seitdem ist sie für Anlagen ab einer Leistung von 500 kW – und später bereits ab 100 kW – verpflichtend.

4.1.2.3 Einführung und Abschaffung des „PV-Deckels“

Der sogenannte PV-Deckel wurde mit dem EEG 2012 eingeführt, um die Förderung für Photovoltaik-Anlagen durch das EEG **zu begrenzen**, sobald eine installierte Gesamtleistung von 52 Gigawatt (GW) erreicht ist, § 20b Abs. 9a EEG 2012. Dies geschah im Zusammenhang mit umstrittenen Kürzungen der PV-Einspeisevergütung.¹⁴

¹³ *Schneider* in: *Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft*, § 23, Rn. 27.

¹⁴ *Schneider* in: *Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft*, § 23, Rn. 27.

Der Deckel legte fest, dass nach Erreichen dieser Kapazitätsgrenze keine weiteren Einspeisevergütungen für neue Anlagen gewährt werden würden, unabhängig von der technologischen oder wirtschaftlichen Entwicklung der Solarenergie.

Die **Abschaffung** des PV-Deckels erfolgte per Beschluss des Bundestages im Juli 2020 kurz bevor die die 52 Gigawatt an installierter Leistung erreicht wurden.

4.1.2.4 Keine Vergütungen bei negativen Preisen an der Strombörse

Die Regelung, dass bei negativen Preisen an der Strombörse **keine Vergütung** mehr an EEG-Anlagen gezahlt wird, wurde erstmals mit dem EEG 2014 in § 24 eingeführt. Ziel dieser Regelung war es, die Anreize zur Flexibilisierung der Stromproduktion zu erhöhen und die Systemintegration erneuerbarer Energien zu fördern. Die Regelung griff damals, wenn die Strompreise an der Börse für einen zusammenhängenden Zeitraum von mindestens sechs Stunden negativ sind.

4.1.2.5 Einführung verpflichtender Ausschreibungen

Mit dem EEG 2017, das am 1. Januar 2017 in Kraft trat, wurde die Einführung von **Ausschreibungen** als zentrale Reform zur Förderung erneuerbarer Energien umgesetzt. Damit wurde indirekt auch ein Instrument der Mengensteuerung eingeführt. Statt fester Einspeisevergütungen wird seitdem die Förderhöhe für erneuerbare Energien ab einer bestimmten Leistung in wettbewerbsbasierten Ausschreibungsverfahren ermittelt.¹⁵

Die Ausschreibungsregelungen betrafen zunächst **größere Anlagen** wie Windenergieprojekte (onshore und offshore), Freiflächen-Photovoltaikanlagen und Biomasseanlagen. Im Rahmen der Ausschreibungen müssen Projektentwickler Gebote für die Höhe der gewünschten Förderung abgeben. Die Zuschläge werden den günstigsten Geboten erteilt, bis das vorab definierte Ausschreibungsvolumen erreicht war.

Kleine Anlagen wie Dach-Photovoltaikanlagen mit einer Leistung unter 750 kW blieben hingegen von der Ausschreibungspflicht ausgenommen. Diese konnten weiterhin die traditionelle feste Einspeisevergütung nutzen, um auch kleinen Akteuren den Zugang zur Förderung zu erleichtern.

4.1.2.6 Neuregelung der vermiedenen Netzentgelte

Vermiedene Netzentgelte sind Zahlungen, die an dezentrale Erzeuger geleistet werden, wenn diese Erzeuger Strom in die Netze der allgemeinen Versorgung einspeisen. Dezentrale Erzeugungsanlagen unterscheiden sich von klassischen Großkraftwerken vor allem dadurch, dass sie in den **unteren Spannungsebenen des Verteilnetzes** angeschlossen sind und nicht in der Höchstspannungsebene.

Die vermiedenen Netzentgelte werden von den Verteilnetzbetreibern an die Betreiber dieser Anlagen ausgezahlt. Grundlage dieser Zahlungen ist die Annahme, dass durch die dezentrale Einspeisung die Nutzung der vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen reduziert wird, wodurch entsprechende Kosten eingespart werden.¹⁶

¹⁵ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, Rn. 686.

¹⁶ de Wyl/Thole/Bartsch in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 17 Rn. 333.

Gesetzlich geregelt sind die vermiedenen Netzentgelte zuvorderst in § 120 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG¹⁷) und § 18 Stromnetzverordnung (StromNEV¹⁸). Mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG¹⁹) wurden grundlegende Änderungen eingeführt.²⁰ Für Anlagen mit volatiler Erzeugung²¹ werden seit dem 1. Januar 2020 keine vermiedenen Netzentgelte mehr mit der Begründung gezahlt, dass deren Einspeisung nicht planbar sei und sie somit keinen Beitrag zur Netzentlastung leisten können. Dies hat keine Bedeutung für EE-Anlagen, die eine finanzielle Förderung nach dem EEG in Anspruch nehmen: Diese haben ohnehin keinen Anspruch auf den Erhalt von vermiedenen Netzentgelten.

Für Anlagen, die nach dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, entfallen die vermiedenen Netzentgelte vollständig, unabhängig von der Art der Anlage, § 120 Abs. 1 Nr. 1 EnWG. Dezentrale, nicht-volatile Anlagen, wie beispielsweise Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, behalten jedoch den Anspruch auf vermiedene Netzentgelte über die gesamte Laufzeit der Anlage.

4.1.2.7 Mieterstrom und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Das Mieterstrommodell wurde in Deutschland im Rahmen einer Gesetzesnovelle²² des EEG, die am 25. Juli 2017 in Kraft trat, eingeführt. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung wurde mit dem sogenannten **"Solarpaket I"**²³ eingeführt, das am 16. Mai 2024 in Kraft trat. Dieses Modell soll es vereinfachen, Solarstrom innerhalb eines Gebäudes zu teilen, indem es die gemeinsame Nutzung von selbst erzeugtem Strom für die Bewohner eines Mehrfamilienhauses ermöglicht.

Beide Modelle zielen darauf ab, die Nutzung erneuerbarer Energien in urbanen Räumen zu fördern und Mietern sowie Wohnungseigentümern den Zugang zu günstigem, umweltfreundlichem Strom „vom eigenen Dach“ zu erleichtern. Beide zielen damit auf sog. „Prosumer“ ab, was 2017 ein erheblicher Bruch mit der vorrangig auf Einspeisung und Vermarktung am Spotmarkt orientierten Politik war.

4.1.2.8 Zahlung der EEG-Umlage aus dem Bundeshaushalt

Ursprünglich wurde die EEG-Umlage ausschließlich über den Strompreis von den Endverbrauchern (mit zahlreichen Ausnahmen) getragen, doch mit der Einführung der Teilfinanzierung durch den Bundeshaushalt im Rahmen des EEG 2021 sollten die Belastungen insbesondere für private Haushalte und Unternehmen reduziert werden. Die vollständige **Abschaffung der Umlage** im Juli 2022 erfolgte angesichts steigender Energiekosten, die durch die Energiekrise verstärkt wurden, als gezielte Maßnahme zur Entlastung der Bevölkerung.²⁴ Die Mittel wurden dem Klima- und Transformationsfonds

¹⁷ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 23. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 448) geändert worden ist.

¹⁸ Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

¹⁹ Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur vom 17.7.2017 (BGBl. I 2017, S. 2503).

²⁰ *de Wyl/Thole/Bartsch* in: *Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft*, § 17 Rn. 334.

²¹ Dies sind nach § 3 Nr. 38a EnWG Windkraft- und PV-Anlagen.

²² Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I 2017, S. 2503).

²³ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 08.05.2024 (BGBl. I 2024.).

²⁴ BT-Drs. 20/1025, S. 12.

(KTF) entnommen. Die EU-Kommission hat diese Änderungen genehmigt. Im Entwurf des Bundeshaushalts 2025, der von der Bundesregierung beschlossen wurde, ist vorgesehen, die Finanzierung der EEG-Förderung vom KTF in den allgemeinen Bundeshaushalt zu überführen.

4.2 Rechtsrahmen für die Vermarktung von PV-Strom

Zentral für die Stromvermarktung der Erneuerbaren Energien sind die verschiedenen Veräußerungsmodelle und die damit einhergehenden unterschiedlichen Förderregime des EEG. Die folgende Abbildung zeigt die verschiedenen EEG-Veräußerungsmöglichkeiten von Erneuerbaren Energien, wobei zwischen netzgebundener und nicht-netzgebundener Veräußerungsform²⁵ unterschieden wird:



Abbildung 6 Veräußerungsformen nach dem EEG: Differenzierung zwischen netzgebundener und nicht netzgebundenen Veräußerungsformen, Quelle: eigene Darstellung IKEM.

Das EEG enthält für die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien (sogenannter Grünstrom) **drei netzgebundene Veräußerungsformen** in § 21b Abs. 1 Nr. 1, 2, 4 EEG 2023: die geförderte (Marktpremie) (nach Nr. 1) und sonstige (nach Nr. 4) Direktvermarktung sowie die Einspeisevergütung (nach Nr. 2). Netzgebundene Veräußerungsform meint, dass der erzeugte Strom (zumindest teilweise) in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist wird. Daneben besteht mit dem Mieterstromzuschlag eine **vierte - nicht netzgebundene - Veräußerungsform**, die vom EEG gefördert wird, § 21b Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023.

Die Anlagenbetreiber müssen jede Anlage einer der aufgeführten Veräußerungsformen zuordnen, wobei die Anlagenbetreiber gem. § 21b Abs. 2 EEG 2023 den erzeugten Strom prozentual auf verschiedene Veräußerungsformen aufteilen können.

Ein Wechsel zwischen den Veräußerungsformen ist grundsätzlich möglich, allerdings immer **nur zum ersten Kalendertag eines Monats**, § 21b Abs. 1 S.2 EEG 2023. In § 21c EEG 2023 ist das Verfahren für einen Wechsel zwischen den Veräußerungsformen geregelt, insbesondere muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den Wechsel der Veräußerungsform vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats mitteilen. Die Wechselfrist zwischen den Veräußerungsformen beträgt somit einen Monat zum Monatsersten.

²⁵ Netzgebunden meint, dass diese Veräußerungsform voraussetzt, dass der der EE-Strom in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeist werden muss.

Das Kernelement des finanziellen Fördersystems des EEG ist der **Zahlungsanspruch** des Anlagenbetreibers nach § 19 Abs. 1 EEG 2023 gegen den Netzbetreiber.²⁶ Dieser ist Teil des gesetzlichen Schuldverhältnisses zwischen dem Netz- und dem Anlagenbetreiber: Der Anlagenbetreiber erhält den Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2023 gegen den Netzbetreiber und ist im Gegenzug zur Einspeisung des erzeugten Stroms verpflichtet.²⁷ Dieser Anspruch besteht, wenn der Anlagenbetreiber sich für die Veräußerungsform der Marktprämie, der Einspeisevergütung oder des Mieterstromzuschlags entscheidet.

Die Höhe des Zahlungsanspruchs bestimmt sich – sowohl für die Marktprämie, die Einspeisevergütung als auch den Mieterstromzuschlag – nach den jeweils als Berechnungsgrundlage **anzulegenden Werten**, § 23 Abs. 1 EEG 2023. Für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 1 MW wird der anzulegende Wert **gesetzlich** bestimmt, für Anlagen mit einer höheren Leistung wird der Wert von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen **einer Ausschreibung** ermittelt. Der Zahlungsanspruch entsteht mit der Inbetriebnahme der EE-Anlage und gilt grundsätzlich für die Dauer von 20 Jahren, § 25 Abs. 1 EEG 2023.

Im Folgenden erfolgt eine kurze Darstellung der einzelnen Veräußerungsformen des EEG 2023 für Strom aus PV-Anlagen, wobei sich auf die netzgebundenen Formen beschränkt wird.

4.2.1 Marktprämie (geförderte Direktvermarktung)

Das grundlegende Vermarktungsmodell für EE-Strom ist die geförderte Direktvermarktung, §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 EEG 2023. Hierbei handelt es sich um ein System, bei dem die Betreiber von EE-Anlagen ihren Strom in der Regel an Direktvermarkter verkaufen, die den Strom in ihren Bilanzkreis aufnehmen und an der Strombörse verkaufen.

Exkurs: Bilanzkreissystem

Bilanzkreise sind die kleinsten Einheiten des Energiemarktmodells. Sie stellen ein virtuelles Energiemengenkonto dar, wobei sämtliche Energieflüsse (Einspeisung durch Stromerzeugung und Ausspeisung durch Stromverbrauch) innerhalb des Bilanzkreises auszugleichen sind. Das System verfolgt also das Ziel, dass die Menge der in das Netz eingespeisten Energie der gleichzeitig aus dem Netz entnommenen Energie entspricht. Bilanzkreise bilden dabei zugleich die Grundlage für den Handel mit Strom. Jeder Bilanzkreis wird von einem Bilanzkreisverantwortlichem verwaltet.

Die finanzielle Förderung erfolgt bei der geförderten Direktvermarktung durch die Zahlung der sogenannten **Marktprämie**. Hierbei wird den Anlagenbetreibern die Differenz zwischen einem monatlich bzw. jährlich zu bestimmenden Durchschnittsbörsenpreis (Monatsmarktwert bzw. Jahresmarktwert) und dem festgelegten Förderniveau (anzulegender Wert) gezahlt. Die Höhe der vom Netzbetreiber zu zahlenden Marktprämie passt sich somit flexibel den Schwankungen des durchschnittlichen Strombörsenpreises an.

Exkurs: Strommarktreform

Das Fördersystem des EEG wird in infolge der Reform der europarechtlichen Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EBM-VO²⁸) angepasst werden müssen. Die Reform der EBM-VO wurde am 26. Juni

²⁶ Thorbecke, in: Säcker/Steffens, BerlKomEnR, EEG 2021 § 19 Rn. 1.

²⁷ Vgl. Wiemer in: Greb/Boewe/Sieberg, BeckOK EEG 2023, § 19, Rn. 5a.

²⁸ Verordnung (EU) 2024/1747.

2024 im Amtsblatt der EU veröffentlicht und trat am 16. Juli 2024 in Kraft. Die geänderte Verordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und entfaltet gem. Art. 288 Abs. 2 AEUV unmittelbare Geltung in den Mitgliedsstaaten der EU. Die Strommarktreform sieht vor, dass erneuerbare Energien künftig primär über zweiseitige Differenzverträge (CfDs – Contracts for Difference) gefördert werden.²⁹ Bei einem zweiseitigen Differenzvertrag³⁰ garantiert der Staat dem Stromerzeuger einen Mindestpreis für den verkauften Strom, im Gegenzug muss der Stromerzeuger die Gewinne über dem zuvor vereinbarten Referenzwert (Höchstpreis für den verkauften Strom) an den Staat ausbezahlen. Das System der Marktprämie in Deutschland sieht bisher keine Rückzahlungspflicht für Anlagenbetreiber vor. Die Förderregelungen des EEG 2023 müssen somit spätestens zum 1. Januar 2027 entsprechend angepasst werden.³¹

Voraussetzung für den Erhalt der Marktprämie ist, dass der Strom in einem sogenannten **sortenreinen Bilanzkreis** bilanziert wird, der grundsätzlich ausschließlich EE-Strom enthält, der in der geförderten Direktvermarktung vermarktet wird, § 20 Nr. 3 EEG 2023. Zusätzlich muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber das Recht übertragen, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ zu kennzeichnen, § 20 Nr. 2 EEG 2023.

Außerdem müssen Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten. Im Grundsatz muss die Möglichkeit der **Fernsteuerbarkeit der Anlage** und die **Bestimmung der Ist-Leistung** der Anlage gewährleistet werden, § 10b Abs. 1 EEG. Damit erhält das Direktvermarktungsunternehmen bzw. die Person, an die der Strom veräußert wird, vollen Zugriff auf die Anlage. Die Pflicht aus § 10b EEG wurde im Rahmen der Gesetzesänderungen durch das sogenannte Solarpakets 1 vom Mai 2024 gelockert und gilt nunmehr nur für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW.

Die Pflicht zur Abrufung der Ist-Einspeisung und Fernsteuerung ist ab dem **Einbau eines intelligenten Messsystems** (iMSys) über das Smart-Meter-Gateway nach § 3 Nr. 19 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG)³² zu erfüllen, § 10b Abs. 2 S. 1 EEG. Für Stromerzeugungsanlagen bis 100 kW beginnt die Einbauverpflichtung von iMSys im Jahr 2025, für Anlagen über 100 kW ab 2028. Bis Ende 2032 müssen 95 Prozent der Anlagen mit einem iMSys ausgerüstet sein, für Anlagen mit einer Leistung bis 100 kW gilt dies schon bis Ende 2030.³³

Bis zum Einbau eines iMSys müssen die Anlagenbetreiber gem. § 10b Abs. 2 S. 4 EEG Übertragungstechniken und Übertragungswege zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung verwenden, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind. Hierbei können die Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 100 kW mit dem Direktvermarktungsunternehmer oder der anderen

²⁹ Erwägungsgrund Nr. 35 EBM-VO (EU) 2024/1747.

³⁰ Ein „zweiseitiger Differenzvertrag“ bezeichnet gem. Art. 2 Nr. 76 EBM-VO einen Vertrag zwischen einem Betreiber einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und einer Gegenpartei, in der Regel einer öffentlichen Einrichtung, der sowohl eine geschützte Mindestvergütung als auch eine Begrenzung für eine überhöhte Vergütung vorsieht.

³¹ BMWK, Strommarktdesign der Zukunft, S. 31, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (zuletzt abgerufen am: 10.01.2025).

³² Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

³³ Sösemann in: in: Greb/Boewe/Sieberg, BeckOK EEG 2023, § 10b, Rn. 27.

Person, an die der Strom veräußert wird, vertragliche Regelungen vereinbaren, wonach von der Pflicht zur Abrufung der Ist-Einspeisung und Fernsteuerung gem. § 10b Abs. 1 Nr. 1 abgewichen werden kann, wenn der gesamte in der Anlage erzeugte Strom eingespeist wird.

4.2.2 Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung war bis zum EEG 2014 die Regelform der EEG-Förderung. Seitdem wurde sie durch die Direktvermarktung als Standardmodell ersetzt und wird heute nur noch in bestimmten Fällen gewährt, § 19 Abs. 1 Nr. 2, § 21 Abs. 1 EEG 2023. Der wichtigste Anwendungsfall betrifft **EE-Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 100 kW**, worunter die meisten **privaten PV-Dachanlagen** fallen.

Im Gegensatz zur Direktvermarktung, bei der der Netzbetreiber nur zur physikalischen Abnahme verpflichtet ist, muss er im Rahmen der Einspeisevergütung auch die **kaufmännische Abnahme des Stroms** gewährleisten (§ 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2023). Dies bedeutet, dass in der Regel der Verteilnetzbetreiber den eingespeisten Strom in seinen **EEG-Bilanzkreis** aufnimmt und dem Anlagenbetreiber die gesetzliche Einspeisevergütung zahlt. Anschließend wird der Strom an den Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet, der ihn ausschließlich am **Spotmarkt der Strombörse** vermarkten darf (§ 56, 57 EEG 2023 i.V.m. § 2 EEV). (EEV³⁴).

Die Höhe der Einspeisevergütung richtet sich nach Art und Leistung der PV-Anlage. Volleinspeiser erhalten höhere Vergütungssätze als Betreiber, die nur einen Teil des erzeugten Stroms ins Netz einspeisen.³⁵

Anlagen in der Einspeisevergütung müssen die **technischen Vorgaben** des § 9 EEG 2023 einhalten, die eine Abrufbarkeit der Einspeiseleistung und Fernsteuerung durch den Netzbetreiber sicherstellen sollen.³⁶ § 9 Abs. 1 EEG 2023 normiert diejenigen Pflichten, die ab dem Einbau eines iMSys gelten, während § 9 Abs. 2 EEG 2023 die Anforderungen bis zum Einbau eines iMSys festlegt.³⁷

§ 9 Abs. 1 EEG 2023 gilt für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW und für Anlagen, die hinter dem hinter einem Netzanschluss mit mindestens einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung³⁸ betrieben werden. Abweichend hiervon betrifft die Pflicht zur Abrufung der Einspeiseleistung auch Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 7 und 25 kW ab dem Einbau eines iMSys.

§ 9 Abs. 2 EEG 2023 unterscheidet ebenfalls nach der Art der Anforderung: die Pflicht zur Abrufbarkeit der Einspeiseleistung findet bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW Anwendung, die Pflicht zur Fernsteuerung gilt für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW.

³⁴ Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 2. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 34) geändert worden ist.

³⁵ Vgl. Bundesnetzagentur, EEG-Förderung und Fördersätze, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html (zuletzt abgerufen am: 10.01.2025).

³⁶ Lippert in: Greb/Boewe/Sieberg, BeckOK EEG 2023 § 9 Abs. 1 Rn. 2.

³⁷ Der hauptsächliche Unterschied besteht darin, dass Anlagen, die unter § 9 Abs. 1 EEG 2023 fallen, technische Einrichtungen besitzen müssen, die den Anforderungen eines Smart-Meter-Gateways entsprechen.

³⁸ Dies sind beispielsweise Stromspeicher oder Wärmepumpen, § 14a EnWG.

4.2.3 Sonstige Direktvermarktung

Die Anlagenbetreiber können den in ihren Anlagen erzeugten Strom gem. § 21a EEG auch im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung **ohne Inanspruchnahme des Zahlungsanspruchs** aus § 19 Abs. 1 EEG an Dritte verkaufen, §§ 21b Abs. 1 Nr. 4, 21a EEG 2023. Die sonstige Direktvermarktung ist damit ein Auffangtatbestand für jede Veräußerung des Stroms an Dritte, die den Strom selbst verbrauchen oder weiterveräußern.³⁹

Bei der sonstigen Direktvermarktung sind ebenfalls die (hohen) technischen Anforderungen aus § 10b EEG 2023 einzuhalten.

Ein Vorteil der sonstigen Direktvermarktung ist, dass der Strom als Strom aus erneuerbaren Energien ausgewiesen werden darf und man einen entsprechenden Herkunftsnachweis gem. § 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023 für den Strom erhält. Für solchen Strom besteht unter Umständen eine höhere Zahlungsbereitschaft Dritter.⁴⁰

4.2.4 Stromspeicher und EEG-Vergütungsanspruch

Das EEG 2023 enthält auch einen EEG-Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber, wenn die Strommenge zunächst in einem Stromspeicher **gespeichert und anschließend in das öffentliche Netz eingespeist wird**, § 19 Abs. 3 EEG 2023. Bis zur Verabschiedung des Solarpakets 1 bestand der Zahlungsanspruch nur für Speicher, die ausschließlich EE-Strom speicherten.⁴¹ Dieser Ausschließlichkeitsgrundsatz wurde durch das Solarpaket 1 angepasst, sodass die Förderung für den zwischengespeicherten Grünstrom nicht mehr zwingend verloren geht, wenn zugleich auch Graustrom aus dem öffentlichen Netz zwischengespeichert wird (**sog. Mischnutzung**). Auf diese Weise soll der Einsatzbereich von Stromspeichern flexibler und vielfältiger werden und die Flexibilitätspotentiale, die Stromspeicher für das Stromsystem bieten, besser ausgenutzt werden.⁴²

In § 19 Abs. 3a EEG 2023 wurde ein Wechselmodell⁴³ eingeführt, das einen Wechsel zwischen Zeiten, in denen in dem Stromspeicher ausschließlich Grünstrom gespeichert wird, und Zeiten, in denen auch Graustrom zwischengespeichert wird, ermöglicht. Ein Wechsel zwischen diesen Betriebsmodi ist bis zu sechs Mal in einem Jahr möglich.

Einen noch weiteren Anwendungsbereich für Stromspeicher eröffnet § 19 Abs. 3b EEG 2023. Hiernach kann auch bei einer physikalischen Vermischung der Strommengen aus einer EE-Anlage und zeitgleich eingespeichertem Netzstrom, ein EEG-Förderanspruch für den Stromspeicher bestehen, wenn die technischen und prozessualen Voraussetzungen erfüllt sind, dass nachverfolgt werden kann, welcher Anteil des zwischengespeicherten Stroms förderfähig ist.⁴⁴

³⁹ Vgl. *Wiemer* in: Greb/Boewe/Sieberg, BeckOK EEG 2023 § 21a Rn. 3.

⁴⁰ *Wiemer* in: Greb/Boewe/Sieberg, BeckOK EEG 2023 § 21a Rn. 9 f.

⁴¹ BT-Drs. 20/11180, S. 130 f.

⁴² BMWK, Stromspeicherstrategie, 2023, S. 14, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (zuletzt abgerufen am: 22.01.2025).

⁴³ Dieses Modell soll im Rahmen des Gesetzesentwurf zur Änderung des EnWG zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen durch eine sogenannte Pauschaloption abgelöst, vgl. hierzu den Exkurs im Rahmen der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens.

⁴⁴ BT-Drs. 20/11180, S. 132.

Zu beachten ist, dass beide Sonderregelungen nicht für Strom, der in der Einspeisevergütung vermarktet wird, angewendet werden können. Es bleibt zudem in allen Konstellationen dabei, dass lediglich tatsächliche EE-Strommengen eine finanzielle Förderung nach dem EEG erhalten.

Zum jetzigen Zeitpunkt entfalten die Sonderregelungen für Stromspeicher aus § 19 Abs. 3a und Abs. 3b EEG 2023 **noch keine Rechtswirkung**. Nach § 100 Abs. 34 EEG 2023 sind diese erst anzuwenden, wenn und soweit jeweils regulatorische Konkretisierungen durch Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85d EEG 2023 wirksam werden. Erste Festlegungen soll die BNetzA bis Ende Juni 2025 erlassen.

4.2.5 Negative Strompreise an der Börse

Nach § 51 EEG 2023 wird der Zahlungsanspruch (=Anspruch auf EEG-Garantievergütung) **bei negativen Strompreisen** am Spotmarkt verringert. Die Reduzierung des Zahlungsanspruchs bei negativen Börsenstrompreisen soll sicherstellen, dass Betreiber von EE-Anlagen keinen Anreiz erhalten, Strom während solcher Preisphasen zu produzieren. Hierdurch soll eine bessere Marktintegration der erneuerbaren Energien erreicht werden.⁴⁵

Der anzulegende Wert verringert nach sich § 51 Abs. 1 EEG 2023, wenn der Strompreis **für eine bestimmte Dauer negativ** ist:

- im Jahr 2024 und 2025 bei einer Dauer von mindestens drei aufeinanderfolgenden Stunden
- im Jahr 2026 bei einer Dauer von mindestens zwei aufeinanderfolgenden Stunden
- ab dem Jahr 2027 bei einer Dauer von mindestens einer Stunde.

Für die Dauer dieser Stunden und jede weitere Stunde mit negativen Spotmarktpreisen reduziert sich der EEG-Vergütungsanspruch auf null. Von der Regel sind ausschließlich Neuanlagen, deren anzulegender Wert in Ausschreibungen nach dem 31. Dezember 2022 ermittelt wurde, sowie Neuanlagen, bei denen die Förderhöhe nicht durch Ausschreibungen ermittelt wurde und die nach dem 31. Dezember 2022 in Betrieb gegangen sind, erfasst. Für Bestandsanlagen gelten Übergangsregelungen.

Gänzlich ausgenommen von der Verringerung des Zahlungsanspruchs sind Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 400 kW und Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind.

4.2.6 Herkunftsnachweise und grüne Eigenschaft

Bei der Vermarktung von EE-Strom spielt **die Kennzeichnungs- bzw. Weitergabemöglichkeit der grünen Eigenschaft** des EE-Stroms eine zentrale Rolle.

Das EnWG sieht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine Kennzeichnungspflicht vor, den Anteil der einzelnen Energieträger und damit auch den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieträgermix anzugeben, den dieser im letzten Jahr verwendet hat, vgl. § 42 Abs. 1 EnWG. Dabei kann Strom aus erneuerbaren Energien, für den keine EEG-Förderung in Anspruch genommen wurde, nur dann als erneuerbarer Strom ausgewiesen werden, wenn für die entsprechende Menge **Herkunftsnachweise** nach § 79 EEG 2023 entwertet wurden, vgl. § 42 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2023. Diese

⁴⁵ *Hölder* in: Greb/Boewe/Sieberg, BeckOK EEG 2023 § 51 Rn. 1.

Kennzeichnungsmöglichkeiten für Strom aus erneuerbaren Energien dienen der Produktinformation – bzw. -bewerbung und des Verbraucherschutzes und wurde in Umsetzung von Art. 2 Nr. 12 der ersten Erneuerbaren-Energien-Richtlinie ins nationale Recht eingeführt.⁴⁶ Ein Herkunftsnachweis nach § 79 EEG 2023 bietet somit die Möglichkeit, dem Letztverbraucher die grüne Herkunft einer bilanziellen Strommenge mitzuteilen.⁴⁷

Herkunftsnachweise werden in Deutschland nur für Strommengen ausgestellt, die keine EEG-Förderung erhalten, § 79 Abs. 1 Nr. 1 iVm § 80 EEG 2023.⁴⁸ Herkunftsnachweise sind separat von der EE-Strommenge, für die sie ursprünglich ausgestellt wurden, europaweit handelbar.

Für Strommengen, die nach § 20 EEG 2023 gefördert direktvermarktet werden, können zudem **Regionalnachweise** nach § 79a EEG 2023 ausgestellt werden.⁴⁹ Mit ihnen kann dem Stromkunden die Regionalität einer Strommenge mitgeteilt werden.

Sowohl Herkunfts- als auch Regionalnachweise dienen ausschließlich der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG und ermöglichen nicht die sektorenübergreifende **Weitergabe der grünen Eigenschaft** des Stroms. Der Rechtsrahmen erkennt grundsätzlich nur bei einer Zuleitung des EE-Stroms über Direktleitungen die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft an das Produkt (zB Wärme, synthetischer Kraftstoff) an und setzt damit faktisch meist den Aufbau paralleler Infrastruktur voraus. Ein Beispiel findet sich in § 3 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 4 - Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV): Direkter physikalischer Grünstrombezug zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe kann zur Erfüllung der Kraftstoffquoten genutzt werden. Erste Hinweise der Möglichkeit einer Weitergabe der grünen Eigenschaft bei Netzstrombezug finden sich indes bereits in der RED II bzw. im delegierten Rechtsakt zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr.⁵⁰

⁴⁶ Art. 2 lit. j RL 2009/26/EG.

⁴⁷ Vgl. Legaldefinition in § 3 Nr. 29 EEG 2023: „Herkunftsnachweis“ ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde,

⁴⁸ Zum sog. Doppelvermarktungsverbot ausführlicher unter 4.2.

⁴⁹ Vgl. Legaldefinition in § 3 Nr. 28 EEG 2023: „Regionalnachweis“ ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes gegenüber einem Letztverbraucher die regionale Herkunft eines bestimmten Anteils oder einer bestimmten Menge des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien nachzuweisen.

⁵⁰ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184; vgl. dazu auch *Kalis/Antoni*: Was lange währt, wird endlich „grün“: RFNBOs und die Anforderungen an grünen Wasserstoff im Recht der Europäischen Union, EnWZ 2022, 248 ff.

5 Hemmnisse für eine regionale Vermarktung des PV-Stroms

Im Folgenden werden die identifizierten Hemmnisse für eine dezentrale und regionale Vermarktung von PV-Strom dargestellt. Hierbei wurde sich aufgrund des begrenzten Umfangs des Papers auf ausgewählte Problembereiche konzentriert: die grundsätzliche Ausrichtung auf eine zentrale Vermarktung des PV-Stroms, die Regelungen zu Herkunftsnachweisen und das Doppelvermarktungsverbot, die Einbindung von Stromspeicheranlagen sowie die Netzentgeltgestaltung.

5.1 Zentrale Vermarktung von PV-Strom und fehlende lokale Signale

Die derzeitige gesetzliche Ausgestaltung der PV-Strom-Vermarktung ist auf die **zentrale Vermarktung** durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgerichtet. Eine dezentrale, regionale Vermarktung des Stroms aus PV-Anlagen wird dagegen im aktuellen Rechtsrahmen nicht angereizt.

Die zentrale Vermarktung des durch Einspeisevergütung geförderten Stroms aus PV-Anlagen erfolgt gemäß §§ 19 Abs. 1 Nr. 2, 57 EEG 2023 i.V.m. § 2 EEV durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den Strom am Spotmarkt einer Strombörse zu verkaufen. Der Strom wird in der Folge zu Graustrom und verliert seine Qualität als „Grünstrom“, sodass Anbieter keine diesbezügliche Vermarktungsmöglichkeit mehr haben.⁵¹ In Deutschland besteht – im Gegensatz zu vielen anderen Staaten – lediglich eine **einzige Stromgebotszone**. Dementsprechend gilt der an der Strombörse bestimmte Strompreis einheitlich für das gesamte Bundesgebiet.

Die zentrale Vermarktung führt in Kombination mit dem **Merit-Order-Effekt** dazu, dass die Strompreise stark von der Einspeisung erneuerbarer Energien abhängen. In Zeiten hoher EE-Erzeugung verdrängen erneuerbare Energien konventionelle Kraftwerke mit hohen variablen Kosten aus der Angebotskurve.⁵² Dadurch **reduziert sich der Börsenstrompreis** und es kann der Fall auftreten, dass die EE-Strommengen mangels entsprechender Nachfrage zu negativen Preisen verkauft werden müssen.⁵³

Diese negativen Strompreise führen zu einer Erhöhung der EEG-Förderkosten und stellen eine Belastung des Bundeshaushalts dar.⁵⁴ Außerdem treten Stromertragsverluste durch Abregelung und Verzögerungen bei dem Bau und der Installation von PV-Anlagen infolge mangelnder Anschlusskapazitäten auf.⁵⁵

Die Erzeugungsüberschüsse aus EE-Anlagen und die damit einhergehenden geschilderten Effekte sind ein Zeichen **fehlender Flexibilitätsoptionen** sowohl auf der Angebots- als auch der Nachfrageseite.

⁵¹ Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2025, S. 11.

⁵² Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2025, S. 12.

⁵³ Klimaschutz im Bundestag e.V., Kommunale sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung, 2024, S. 120 f.

⁵⁴ Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2025, S. 13.

⁵⁵ Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2025, S. 13.

In einem dezentralem Erzeugungssystem von volatilen EE-Anlagen müssen entsprechenden Flexibilitäten und Sektorenkopplungsanlagen bestmöglich integriert werden. Hierbei spielt der Einsatz von **lokalen Preissignalen** unter Berücksichtigung des Zustandes des Stromnetzes eine entscheidende Rolle.⁵⁶ Das deutsche Stromsystem ist historisch allerdings auf eine zentrale Versorgungsstruktur mit Großkraftwerken und einer überwiegend top-down organisierten Stromverteilung ausgelegt. Dementsprechend enthält das derzeitige Strommarktdesign keine regionalen Preissignale, sondern ist auf einheitliche, bundesweit geltende Preise ausgerichtet.

Die dezentrale Marktintegration von kleineren PV-Anlagen wird außerdem durch **die hohen technischen Anforderungen und Kosten der Direktvermarktung** gehemmt. Infolgedessen entscheiden sich die Anlagebetreiber im Regelfall für die Vermarktungsform der Einspeisevergütung, bei der der Strom – unabhängig von der konkreten Nachfrage – zentral vermarktet wird. So besteht für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW nach § 10b EEG 2023 die Verpflichtung, technische Systeme zu installieren, die sowohl den Abruf der Ist-Leistung als auch die ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung ermöglichen. Im Rahmen des gesetzlichen Smart-Meter-Rollouts beginnt ab dem Jahr 2025 der verpflichtende Einbau von Smart-Meter-Gateways für EE-Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 7 und 100 kW, § 10b Abs. 2 EEG 2023 i.V.m. §§ 30, 45 MsbG. Die Kosten für diese Einrichtungen machen das Modell der Direktvermarktung für Betreiber von kleinen PV-Anlagen unwirtschaftlich. Der Gesetzgeber hat dies zum Teil erkannt und einen Entwurf zur Anpassung der Vorschriften erlassen.⁵⁷ Insbesondere soll die Direktvermarktung niedrigschwellig nutzbar gemacht, indem auch Anlagen mit älteren Wechselrichtern ermöglicht wird, an der Direktvermarktung zu partizipieren, und die verpflichtende Nutzung eines Smart-Meter-Gateways zeitweise ausgesetzt wird.

Nichtsdestotrotz sind weitere **Vereinfachungen der Direktvermarktung** notwendig, indem Prozesse vereinheitlicht werden und digitale Lösungen angeboten werden. Dies betrifft insbesondere die Prozesse für die Anmeldung zur Direktvermarktung.⁵⁸

5.2 Herkunftsnachweise und Doppelvermarktungsverbot

In Deutschland stammt ein großer Teil der Herkunftsnachweise aus dem Ausland, insbesondere aus Norwegen.⁵⁹ Zurückzuführen ist dies in erster Linie auf das sogenannte **Doppelvermarktungsverbot** aus § 79 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 80 Abs. 2 EEG 2023.

Der derzeitige Rechtsrahmen untersagt den Erwerb von Herkunftsnachweisen durch den Anlagenbetreiber bei gleichzeitiger Inanspruchnahme finanzieller Förderung durch das EEG. Gemäß § 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG werden Herkunftsnachweise nur für solchen Strom ausgestellt, der keine EEG-Förderung erhält. Diese Regelung wird durch das sogenannte Doppelvermarktungsverbot gemäß § 80 EEG ergänzt. § 80 Abs. 1 EEG verbietet eine doppelte wirtschaftliche Verwertung derselben

⁵⁶ Klimaschutz im Bundestag e.V., Kommunale sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung, 2024, S. 220 ff.

⁵⁷ Vgl. hierzu den Exkurs im Rahmen der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens.

⁵⁸ bne, Dezentrale PV-Vermarktung stärken, S. 5, abrufbar unter: https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/bne-Impulspapier_Dezentrale-Vermarktung-PV-Strom.pdf (zuletzt abgerufen am: 04.02.2025).

⁵⁹ Dena, Herkunftsnachweise als Wertkomponente nutzen!, abrufbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publicationen/PDFs/2022/20221222_Positionspapier_Weiterentwicklung_HKN_System_Lektoriert_v1.pdf (zuletzt abgerufen am 05.02.2025).

Grünstrommenge. § 80 Abs. 2 EEG untersagt den speziellen Fall der Weitergabe von Herkunftsnachweisen für EEG-geförderten Strom. Das Doppelvermarktungsverbot dient nach der Gesetzesbegründung dem Verbraucherschutz, da die Verbraucher durch die EEG-Umlage die Grünstromeigenschaft bereits finanziert haben und für dieselbe Strommenge keine nochmalige Vermarktung ihrer grünen Eigenschaft durch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen möglich sein soll.⁶⁰

Auf diese Weise wird der praktische Anwendungsbereich für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen in Deutschland erheblich einschränkt. Lediglich nicht geförderter Strom aus erneuerbaren Energien kann mittels Herkunftsnachweisen als "Grünstrom" deklariert werden. Da jedoch die förderfreien Mengen an Grünstrom aus Deutschland nicht ausreichen, um die Nachfrage nach Herkunftsnachweise auf dem deutschen Strommarkt zu decken, werden viele Herkunftsnachweise aus dem Ausland bezogen. Aus diesem Grund schafft der Handel mit zertifiziertem Grünstrom kaum Anreize für den zusätzlichen Ausbau von erneuerbarer Erzeugungskapazitäten.⁶¹

Die derzeitige Ausgestaltung der Regelungen begründet zudem erhebliche Hemmnisse für die Nutzung von Herkunftsnachweise durch kleine EE-Anlagen. Ein Herkunftsnachweis wird nach § 79 Abs. 5 EEG 2023 und § 12 Abs. 1 Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV)⁶² erst für die Größe von einer erzeugten Megawattstunde Strom ausgestellt und kann somit regelmäßig **nicht für den Strom aus kleineren, dezentrale PV-Anlagen** ausgestellt werden. Zudem ist das Verfahren zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen mit erheblichen bürokratischen und wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden, was die Teilnahme am HKN-Markt für Betreiber kleinerer PV-Anlagen weiter erschwert.⁶³

Problematisch ist außerdem, dass nach derzeitigen Recht weder Herkunfts- noch Regionalnachweise die **Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft** des Stroms an das Endprodukt ermöglichen. Die grundsätzlich fehlende Möglichkeit aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenen Strom bei Netzstrombezug im Produkt zu berücksichtigen, führt dazu, dass es aus Sicht der Stromverbraucher nur wenige Anreize gibt, „Grünstrom“ gegenüber nicht klimaneutralem Strom zu bevorzugen. Dies steht jedoch im direkten Widerspruch zum Ziel langfristig Klimaneutralität in allen Sektoren zu erreichen.⁶⁴

5.3 Stromspeicheranlagen

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien erfordert effiziente Lösungen zur Netzstabilität, wobei Energiespeicher eine Schlüsselrolle spielen. Im derzeitigen Rechtsrahmen sind allerdings verschiedene Hemmnisse enthalten, die verhindern, dass Stromspeicher ihr volles Potential **als Flexibilitätsoption** – insbesondere für dezentrale Vermarktungsmodelle für PV-Strom - entfalten können.

⁶⁰ BT-Drs. 17/6071, S. 89.

⁶¹ Kahl/Kahles, Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie, 2020, S. 3 f.

⁶² Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung vom 8. November 2018 (BGBl. I S. 1853), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

⁶³ bne, Dezentrale PV-Vermarktung stärken, S. 3, abrufbar unter: https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/bne-Impulspapier_Dezentrale-Vermarktung-PV-Strom.pdf (zuletzt abgerufen am: 04.02.2025).

⁶⁴ S. oben 3.2.6 und vertiefend dazu: Antoni/Schäfer-Stradowsky, in: Rodi, Handbuch Klimaschutzrecht, § 26 Post-EEG – zukunftsfähiger Rechtsrahmen für erneuerbare Energien, Rn. 74f.

Aktuell erfolgt ein starker marktgetriebener Ausbau von Batteriespeichern. Der ganz überwiegende Anteil der neu gemeldeten Batteriespeicher entfällt dabei auf Kleinspeicher in der Nutzungsvariante der Heimspeicher. Die Speicher werden hauptsächlich für die Steigerung der Stromnutzung aus gebäudeeigenen PV-Anlagen genutzt.⁶⁵ Dagegen werden die Heimspeicher zu dem jetzigen Zeitpunkt aus dem Gesichtspunkt der Netzdienlichkeit kaum genutzt und dies auch nicht vom Rechtsrahmen angereizt, sodass der volle Nutzen dieser Speicher für ein stabiles Stromsystem nicht ausgeschöpft wird.⁶⁶

Bisher profitieren Stromspeicher zwar von einer Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG, wenn sie Strom ins öffentliche Netz einspeisen. Hierdurch wird eine Doppelbelastung des zwischengespeicherten Stroms vermieden, für den ansonsten sowohl bei der Entnahme aus dem Netz als auch der Einspeisung nach der Zwischenspeicherung im Stromspeicher Netzentgelte gezahlt werden müssten. Allerdings ist diese Entgeltbefreiung auf 20 Jahre befristet und läuft zum August 2029 aus. Diese Befristungsregelung führt zu Rechtsunsicherheit bezüglich der Investitionsentscheidung für Stromspeicheranlagen und kann somit in langfristiger Hinsicht ein Hemmnis für den benötigten Ausbau der Speicherkapazitäten darstellen.

Im Rahmen von Flexibilitätsstrategien und dezentralen Energieversorgungssystemen kann der Einsatz von Stromspeichern **durch Verteilnetzbetreiber** eine wichtige Rolle spielen.⁶⁷ Stromspeicher können durch eine Zu- und Abschaltung durch den lokalen Verteilnetzbetreiber – insbesondere auf Quartiersebene – entscheidend zur Netzstabilität und Integration von EE-Anlagen in das Stromsystem beitragen. Eine **netzdienliche Steuerung** von Stromspeicheranlagen durch Verteilnetzbetreiber ist bislang allerdings nur in beschränktem Maße möglich. Einen ersten Ansatz hierfür liefert § 14a EnWG und die von der BNetzA hierzu erlassenen Festlegungen⁶⁸, die zum 01.01.2024 in Kraft traten. Danach können Verteilnetzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen den Strombezug von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen – worunter auch (Heim)speicher fallen – reduzieren. Dies gilt allerdings nur für Anlagen, die auf Niederspannungsebene angeschlossen sind. Zudem beschränkt sich der Anwendungsbereich des § 14a EnWG auf den Strombezug und eröffnet somit keine Steuerungs- und Flexibilitätsoption für die Stromeinspeisung.

Der Betrieb von Stromspeichern durch Verteilnetzbetreiber selbst ist aufgrund der **entflechtungsrechtlichen Vorschriften** grundsätzlich verboten. So sind Verteilnetzbetreiber nach § 7 Abs. 1 S. 2 EnWG nicht berechtigt, eine Energiespeicheranlage⁶⁹ zu betreiben, zu errichten, zu verwalten oder Eigentümer einer solchen zu sein. Die Regelung wurde im Juli 2021 in das Gesetz eingefügt und dient der Umsetzung von Art. 36 RL (EU) 2019/944.

Eine gesetzliche **Ausnahme** vom Tätigkeitsverbot für Verteilnetzbetreiber ist in § 11b EnWG⁷⁰ normiert. Hierfür muss die Bundesnetzagentur einen entsprechenden Antrag des Netzbetreibers im

⁶⁵ BMWK, Stromspeicherstrategie, 2023, S. 6 ff., abrufbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf? blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?blob=publicationFile&v=6) (zuletzt abgerufen am: 25.03.2024).

⁶⁶ Vgl. BMWK, Stromspeicherstrategie, 2023, S. 15.

⁶⁷ Siehe das Kapitel zur Bestandsaufnahme in Speyer und Trier.

⁶⁸ BNetzA, BK6-22-300 vom 27.11.2023 und Beschluss BK8-22/010-A vom 23.11.2023.

⁶⁹ Unter den Begriff der Energiespeicheranlage fallen u.a. Stromspeicher, § 3 Nr. 15d EnWG.

⁷⁰ Die Regelung beruht wiederum auf Art. 36 Abs. 2 RL (EU) 2019/944.

Rahmen einer Einzelprüfung genehmigen.⁷¹ Die Tatbestandsvoraussetzungen für eine solche Ausnahme sind hoch:

- insbesondere muss ein erfolgloses Ausschreibungsverfahren durchgeführt worden sein, d.h. die Anlage darf nicht stattdessen von Dritten errichtet und betrieben werden können,
- die Speicheranlage muss für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sein,
- und die Speicheranlage darf nicht für den Stromhandel eingesetzt werden, der Speicher darf also nur netzdienlich eingesetzt werden und nicht am Markt agieren.

Bisher hat die Bundesnetzagentur nur in zwei Fällen eine solche Ausnahmegenehmigung für Übertragungsnetzbetreiber erteilt.⁷²

Eine weitere Ausnahme vom Tätigkeitsverbot des § 7 Abs. 1 S. 2 EnWG für kleine Verteilnetzbetreiber besteht nicht. Dem Wortlaut nach normiert § 7 Abs. 2 EnWG zwar eine Ausnahme für Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossene Kunden von den entflechtungsrechtlichen Vorgaben des § 7 Abs. 1 EnWG (sogenannte De-Minimis-Ausnahme). Diese Ausnahme kann aus europarechtlichen Gründen jedoch nicht auf den Betrieb von Stromspeichern durch Verteilnetzbetreiber angewandt werden.⁷³

Im Ergebnis können Verteilnetzbetreiber infolge der geltenden Entflechtungsvorgaben Stromspeicheranlagen nur in absoluten Ausnahmefällen betreiben.

5.4 Netzentgelte und energy-sharing-Konzepte

Ein wesentliches Hindernis für die regionale Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien sind die aktuellen Netzentgelte, die nicht dem **Verursacherprinzip**⁷⁴ entsprechen. Derzeit muss ein Kunde, der Strom aus dem Niederspannungsnetz von einem Nachbarn bezieht, die Gebühren für das gesamte vorgelagerte Netz entrichten – sowohl für die bezogene Arbeit als auch für die gesicherte Leistung, §§ 17 i.V.m. 3 Abs. 2 StromNEV. Im Gegensatz dazu zahlt ein Kunde, der Strom direkt aus dem Hochspannungsübertragungsnetz bezieht, nur die Entgelte für diese Netzebene.

Diese Regelung führt zu mehreren Problemen:

- Der Strommarkt und die physikalischen Stromflüsse sind nicht deckungsgleich.

⁷¹ Für Energiespeicheranlagen, die vollständig integrierte Netzkomponenten darstellen, können Sammelgenehmigungen gewährt werden (§ 11b Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Dies betrifft allerdings nur wenige Netzbetriebsmittel, z.B. Kondensatoren Schwungräder oder Stromspeicher, die ausschließlich der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes dienen und nicht zur Erbringung von Regelenergie oder von Engpassmanagement genutzt werden. Diese Anlagen können zwar im Eigentum des Verteilnetzbetreibers stehen, aber bieten keine wirtschaftlichen Potentiale für die Netzbetreiber.

⁷² Beide Ausnahmen sind Einzelausnahmen nach § 11b Abs. 1 Nr. EnWG. Vgl. Bundesnetzagentur, Entflechtung, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Entflechtung/artikel.html> (zuletzt abgerufen am 13.01.2025).

⁷³ Denn Art. 35 Abs. 4 RL (EU) 2019/944, der die europarechtliche Grundlage für die de-Minimis-Ausnahme ist, bezieht sich gerade nicht auf Art. 36 RL (EU) 2019/944 (Tätigkeitsverbot für Energiespeicheranlagen), S. Jenn in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, § 7 Rn. 23n; Knauff in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, § 7 Rn. 15.

⁷⁴ Der Begriff des Verursacherprinzips wird hier aus dem Umweltrecht entliehen. Es bezieht sich vornehmlich auf die Kostentragung; Kosten von (potentiell) verursachte Umweltbelastungen bzw. die Kosten ihrer Vermeidung, Verringerung oder Beseitigung trägt grundsätzlich der Verursacher. Das Verursacherprinzip wird hier analog auf die Netzentgelte übertragen.

- Der Bedarf für den Ausbau der Übertragungsnetze wird überschätzt.
- Es entstehen starke Anreize für Eigenversorgungsmodelle, die nicht systemstabilisierend wirken.

Ein netzdienlicherer Ansatz wäre, die Netzentgelte am **tatsächlichen Stromfluss auszurichten**. Dies würde den Austausch innerhalb der Verteilnetze fördern – vorausgesetzt, diese werden intelligent gesteuert und Verbrauch sowie Erzeugung erfolgen zeitgleich. Dafür sind Smart Meter und der Abschied von Standard-Lastprofilen erforderlich.

Der Rechtsrahmen bietet zudem keine ausreichenden Anreize für sektoregekoppelte Versorgungsmodelle in Quartieren. Hierbei müssen insbesondere Marktmodelle **für dezentrale Energiegemeinschaften** (energy sharing) umgesetzt werden, die die Bereitstellung von Flexibilität wirtschaftlich honorieren. Als Anhaltspunkt kann das österreichische Modell der Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaft herangezogen werden, das als Beispiel für eine gelungene Organisation für eine dezentrale Stromerzeugung und entsprechenden Stromverbrauch dienen kann.⁷⁵

⁷⁵ Dena, Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung, 2024, S. 45 ff.

6 Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens

Im Rahmen der Kurzstudie wurden verschiedene Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Rechtsrahmens im Hinblick auf eine regionale Vermarktung von PV-Strom untersucht. Ergänzt wird dies durch eine überblicksartige Darstellung der relevanten Änderungen durch den „Gesetzentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen“, der am 31.01.2025 - kurz vor Projektabschluss - durch den Bundestag angenommen wurde.

6.1 Ansätze für eine regionale Vermarktung von PV-Strom

6.1.1 Schaffung einer neuen Stromveräußerungsform

Ein neuer Ansatz für eine regionale Vermarktung von PV-Strom kann die Einführung einer neuen Stromveräußerungsform für bilanziell „grüne“ Strommengen im EEG 2023 sein.⁷⁶ Ziel ist eine stärkere Marktintegration des regional erzeugten PV-Stroms und den Erhalt der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stroms über die Stromlieferkette auf den weiteren Verwertungspfad. Das Modell stellt zum einen eine alternative Vermarktungsoptionen für Bestands- und Neuanlagen – unabhängig vom EEG-Zahlungsanspruch – dar. Zum anderen könnte es für Verbraucher, insbesondere für Unternehmen, die an der Nutzung der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes auf weitem produktseitigen Verwertungspfaden interessiert sind, diese aber nicht über den Erwerb von Herkunftsnachweise oder sonstigen Zertifikaten ausweisen können, interessant sein. Die aktuellen Beschränkungen des Rechtsrahmens auf die Stromkennzeichnungsmöglichkeiten mit reiner Informationsfunktion könnten somit überwunden werden.⁷⁷

Es besteht insofern eine Regelungslücke, die mit dem Vorschlag einer neuen Veräußerungsform überwunden werden kann. Anknüpfungspunkt wäre die Nachweisbarkeit der grünen Eigenschaft über **sortenreine Bilanzkreise**, wie sie das EEG 2023 in § 20 Nr. 3 a) bereits kennt.

Es könnte im EEG 2023 eine Norm aufgenommen werden, die es ermöglicht, dass aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommener Strom als Strom aus erneuerbaren Energien anzusehen ist, wenn für die gesamte Lieferkette des Stroms von seiner Erzeugung, über die Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung bis hin zu seiner Entnahme aus dem Netz lückenlos in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch mindestens in einem **15-Minuten-Intervall** ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien bilanziert wird.

⁷⁶ S. Lerm, Verena; Schäfer-Stradowsky, Simon; Wedell, Philine; Nill, Dennis; Meyer, Benjamin: Potenziale einer Grünstromvermarktung in der Hauptstadtregion – Betrachtung ökonomischer sowie regulatorischer Rahmenbedingungen regionaler Grünstromprodukte – Machbarkeitsstudie für das Projekt Grünes B, IKEM, Kisters AG. 2018, abrufbar unter: https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/03/20181114_GruenesB_Machbarkeitsstudie.pdf (zuletzt abgerufen am: 07.02.2025); Antoni, Johannes; Schäfer-Stradowsky, Simon: *Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich*. 2018, abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/01/20180417_ikem_studie_marktentwicklungsmodell_und_kurzgutachten_vereinbarkeit.pdf (zuletzt abgerufen am: 07.02.2025).

⁷⁷ S.o. unter 3.2.6.

Durch die Bilanzierung in Bilanz- oder Unterbilanzkreis unter Einbeziehung von Letztverbrauchern entlang der Lieferkette dürfte gewährleistet sein, dass den Letztverbraucher bilanziell nur EE-Strom erreicht. Eine Protokollierung oder Registrierung einer in der EE-Stromveräußerungsform genutzten Menge bilanziell „grünen“ Stroms kann sich aus der Dokumentation der Bilanzkreisbewirtschaftung ergeben. Sie kann zwecks Übertrag- und Handelbarkeit der „grünen“ Eigenschaft entlang der Stromliefer- und Wertschöpfungskette ein Nachweissystem bieten, das es den Akteuren erleichtert, bilanziellen Grünstrom nachweislich in Übereinstimmung mit den Anforderungen der Veräußerungsform zu vermarkten und zu nutzen.

Um die Vermarktung **regionalen** Stroms zu gewährleisten, sollte aufgenommen werden, dass der erzeugte PV-Strom nur innerhalb einer bestimmten **geografischen Zone** vermarktet werden darf, um eine direkte physikalische Nähe zwischen Erzeuger und Letztverbraucher zu gewährleisten. Die genaue Definition des regionalen Zusammenhangs könnte sich an bestehenden Regelungen für Regionalnachweise nach § 79a EEG orientieren, die eine maximale Distanz von 50 km zwischen Erzeuger und Verbraucher vorsehen.

Die vorgeschlagene Neuregelung wäre als Ergänzung der bestehenden Direktvermarktung konzipiert. Dadurch könnten Anlagenbetreiber weiterhin flexibel zwischen den Vermarktungsformen wechseln.

Analog zur sonstigen Direktvermarktung bestünde für den in dieser Form vermarkteten Strom kein Anspruch auf eine EEG-Vergütung.

Als **Vermarkter** eines solchen Stromproduktes könnte der jeweilige **Grundversorger** nach § 36 Abs. 2 EnWG der Region auftreten, der als Energieversorger über einen neu anzumeldenden sortenreinen „grünen“ Bilanzkreis, die EE-Strommengen in seiner Region einsammelt und die Mehrheit der Verbraucher mit einem Grünstromprodukt beliefern könnte, das einen regionalen Bezug aufweist.

Eine kursorische Prüfung ergibt, dass die Implementierung einer bilanzkreisgestützten EE-Stromveräußerungsform auch in europarechtskonformer Weise möglich wäre.

6.1.2 Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft und verursachergerechte Netzentgelte

Wie bereits das Kapitel über Netzentgelte zeigt, führt die aktuelle Regelung, Netzentgelte für alle vorgelagerten Netzebenen zu erheben, zu einer Verschiebung von Strommarkt und physikalischen Stromflüssen, einer Überschätzung des Ausbaubedarfs der Übertragungsnetze sowie zur Anreizung von Eigenversorgungsmodellen, die nicht systemstabilisierend wirken.

Stattdessen sollte der Austausch zwischen Prosumern in unteren Verteilernetzebenen gefördert werden. Dies kann durch eine **Erstattung der vermiedenen Netzentgelte** oder – wie in Österreich – durch eine anteilige Befreiung geschehen, wenn Erzeugung und Verbrauch im gleichen Netzbereich synchron erfolgen.

Ein weiteres mögliches Konzept zur Reform der Netzentgelte ist die sog. **Spreizung der Netzentgelte**.⁷⁸ Hierbei werden Netzentgelte von den Energieversorgungsunternehmen entsprechend der tatsächlichen Netz-Inanspruchnahme verursachungsgerecht geltend gemacht. Fällt die tatsächliche Last in der Netzbelastungsspitze hoch aus oder ist die Stromübertragung weit, erhöht sich damit auch das Netzentgelt. Im Ergebnis werden wirtschaftliche Anreize für eine verbrauchsnahe Erzeugung sowie eine netzdienliche Lastverlagerung in Regionen, in denen diese Maßnahmen kosteneffizienter als ein Netzausbau sind. Dadurch kann eine optimierte Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur erreicht und der Investitionsbedarf für zusätzliche Netzkapazitäten reduziert werden.

Dies hätte folgende Vorteile:

- Senkung der Systemkosten
- Verbesserung der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Netzkosten
- Die Ausbaupläne für die Übertragungsnetze werden effizienter
- Verringerung der Diskrepanz zwischen physikalischen Stromflüssen und kaufmännischen Abrechnungen

Eine Reform der Netzentgelte wäre somit nicht nur ein Beitrag zur regionalen Nutzung erneuerbarer Energien, sondern auch ein wichtiger Schritt hin zu einem effizienteren und stabileren Stromnetz.

Weitere Anknüpfungspunkte für eine regionale Vermarktung von PV-Strom bietet das Modell der Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaft sowie eine entsprechende Anpassung der Netzentgelte. Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften können eine breite Partizipation an der Energiewende auf einer regionalen Ebene ermöglichen.

6.1.2.1 Konzept der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (EEG-Gemeinschaften)

Das europäische Energierecht ermöglicht **verschiedene Konzepte von geteilter Energieerzeugung und geteilten Energieverbrauch** (sog. energy sharing). Hierunter fallen unter anderem Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften. Eine *Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft* oder *REC* ist gem. Art. 2 S. 2 Nr. 16 RED III eine juristische Person, deren Energieerzeugungsanlagen im gemeinschaftlichen Besitz sind. An einer REC können sich sowohl natürliche Personen als auch kleine und mittlere Unternehmen sowie öffentliche Einrichtungen beteiligen. Werden Unternehmen Teil einer REC, darf dies nicht ihre primäre geschäftliche oder berufliche Tätigkeit sein. Zudem wird eine räumliche Nähe zwischen REC und Anlagenstandort vorgegeben.⁷⁹

In Art. 22 RED III wird von der EU ein Katalog an Vorgaben für die Mitgliedsstaaten über REC vorgelegt: Neben zahlreichen Regelungen zu Diskriminierungsverboten der Endkunden und Unterstützung von REC, sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, dass REC berechtigt sind, erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen und die produzierte Energie als REC gemeinsam nutzen zu können. Zudem stellen die Mitgliedsstaaten sicher, die jeweiligen Verteilnetzbetreiber mit

⁷⁸ Siehe hierzu ausführlich: Energy Watch Group, Roadmap CO₂-neutrales Deutschland, 2024, S. 31.

⁷⁹ Dena, Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung, 2024, S. 13.

den REC kooperieren, **um Energieübertragungen innerhalb dieser Gemeinschaften zu erleichtern**. Für REC müssen insbesondere kostenorientierte Netzentgelte sowie einschlägige Umlagen, Abgaben und Steuern gelten, mit denen sichergestellt wird, dass sie sich gemäß einer von den zuständigen nationalen Stellen erstellten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen, angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen. Diese Regelung eröffnet den Mitgliedsstaaten einen Spielraum, für REC eine Reduzierung der Netzentgelte zu beschließen, sodass keine übermäßigen finanziellen Belastungen entstehen, die den Aufbau von Energiegemeinschaften behindern können.

6.1.2.2 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften am Beispiel von Österreich

In Österreich wurde bereits das Modell der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften eingeführt, in dem die Netznutzung reduziert und Netzentgelte für lokal oder regional erzeugten Strom im Rahmen von REC auch rechtlich gesenkt wurden. In Österreich erstreckt sich die Reduktion der Netzentgelte innerhalb von REC seit 2022 auf Strom aus erneuerbaren Quellen. Für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften im Lokalbereich reduzieren sich die Arbeitspreise für das Netznutzungsentgelt um 57 Prozent. Im Regionalbereich verringern sich die Arbeitspreise für das Netznutzungsentgelt für Nutzer auf den Netzebenen 6 und 7 um 28 Prozent, auf den Netzebenen 4 und 5 um 64 Prozent reduzieren.⁸⁰

6.1.2.3 Übertragbarkeit auf Deutschland

In Deutschland wurde das Konzept energy sharing in Teilen umgesetzt. So ist energy sharing in Varianten möglich, allerdings wurden bisher weder passgenauen Regulierungen noch rechtliche Definitionen von energy sharing Konzepten erlassen. Der Rechtsrahmen setzt – insbesondere hinsichtlich des Stromverbrauchs - keine ausreichenden Anreize für Formen des energy sharing. Somit ist in Bezug auf energy sharing ein erheblicher organisatorischer Aufwand und ein hohes finanzielles Risiko verbunden. Insbesondere für kleine Akteure sind Energy Sharing Konzepte daher praktisch in Deutschland praktisch nicht umsetzbar.⁸¹ Konkret sollte das Konzept der Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften und bestimmte Privilegierungen für diese, beispielsweise in Form von Netzentgeltreduzierungen oder der Befreiung von Stromlieferantenpflichten, im Rechtsrahmen umgesetzt werden.⁸²

6.1.3 Herkunftsnachweise

Im Hinblick auf das System der Herkunftsnachweise und die Weitergabe der Grünstromeigenschaft sind insbesondere eine Reform des Doppelvermarktungsverbots sowie ein vereinfachtes Verfahren bei der Ausstellung von Herkunftsnachweise für kleine EE-Anlagen sinnvoll.

⁸⁰ Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, Erneuerbare-Energiegemeinschaften, abrufbar auf: <https://energiegemeinschaften.gv.at/erneuerbare-energie-gemeinschaften-eeg/> (zuletzt abgerufen: am 05.02.2025).

⁸¹ Dena, Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung, 2024, S. 14.

⁸² Vgl. Hoffmann/Eschweiler/Buchmüller/Wilms: QUARREE100 – Erkenntnisse und regulatorische Handlungsoptionen für die strombasierte Wärmeversorgung von Bestandsquartieren. Ergebnisrapport, 2024, S. 34 ff.

in Zusammenarbeit des IKEM und der FH Westküste.

6.1.3.1 Reform des Doppelvermarktungsverbots

Eine gesetzgeberische Neubewertung des Verbots, Herkunftsnachweise für geförderten EE-Strom auszustellen, erscheint sinnvoll, da der bisherige Ansatz der Gesetzesbegründung an Bedeutungskraft verloren hat. Die EEG-Umlage wurde zum 1. Juli 2022 abgeschafft⁸³: Eine zweifache finanzielle Belastung der Verbraucher droht daher gegenwärtig nicht mehr. Der Gesetzgeber könnte deshalb die Ausstellung von Herkunftsnachweisen zumindest in begrenztem Umfang auch für EEG-geförderten Strom zulassen.

Ein gesetzgeberischer Handlungsspielraum zur (teilweisen) Abschaffung des Doppelvermarktungsverbots besteht. Das Doppelvermarktungsverbot ist in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung **europarechtlich nicht zwingend**. Art. 19 Abs. 2 RED III sieht kein Verbot vor, Herkunftsnachweise mit einer finanziellen Förderung von EE-Strom zu verbinden. Vielmehr räumt Art. 19 Abs. 2 UAbs. 1 S. 1 RED III den Mitgliedsstaaten die freiwillige Option ein, Herkunftsnachweise für geförderten EE-Strom auszustellen.

Eine Änderungsmöglichkeit besteht allerdings nur für die Regelungen in §§ 79 Abs. 1 Nr. 1, 80 Abs. 2 EEG 2023. Das allgemeine Doppelvermarktungsverbot des § 80 Abs. 1 EEG 2023 muss bestehen bleiben, da Art. 19 Abs. 2 UAbs. 2 RED III den Mitgliedsstaaten vorschreibt, dass dieselbe Einheit von Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal berücksichtigt werden darf. Bei einer Abschaffung des Verbots, Herkunftsnachweise für geförderten Strom auszustellen, muss der Marktwert der Herkunftsnachweise im Rahmen der nationalen Förderregelung gebührend berücksichtigt werden, Art. 19 Abs. 2 UAbs. 4 RED III.

Die Aufhebung des Doppelvermarktungsverbots könnte einen bedeutenden Impuls für den Ausbau erneuerbarer Energien setzen. Derzeit stammen Herkunftsnachweise für Grünstrom in Deutschland überwiegend aus dem Ausland, da im Inland nicht genügend Herkunftsnachweise ausgestellt werden. Durch eine Reform des Doppelvermarktungsverbots könnten auch diejenigen Anlagenbetreiber, die eine finanzielle Vergütung nach dem EEG in Anspruch nehmen, sich Herkunftsnachweise für die erzeugten Strommengen ausstellen lassen. Dies würde die finanzielle Attraktivität neuer EE-Anlagen erhöhen und könnte infolgedessen deren Ausbau steigern.

6.1.3.2 Vereinfachte Verfahren für Herkunftsnachweise bei Kleinanlagen

Im gegenwärtigen Herkunftsnachweis-System gibt es keine Differenzierung nach Anlagentyp oder Leistung. Der **hohe administrative Aufwand für Anmeldung, Beantragung und Übertragung von Herkunftsnachweisen** sowie die feste Größe von 1 MWh erschweren insbesondere kleinen Anlagen die Teilnahme am Herkunftsnachweis-Markt.⁸⁴ Die Kosten und der Zeitaufwand im Vergleich zum möglichen Erlös stellen eine Eintrittsbarriere für viele Kleinanlagen dar.⁸⁵ Art. 19 Abs. 2 UAbs. 3 RED

⁸³ BMWK, Pressemitteilung, Die EEG-Umlage entfällt ab 1.7. vollständig, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/07/20220701-eeg-umlage-entfaellt-ab-1-7-vollstaendig.html> (zuletzt abgerufen am 05.02.25).

⁸⁴ Dena, Herkunftsnachweise als Wertkomponente nutzen!, S. 13; FfE, Zukunftsfähige Herkunftsnachweise – Roadmap zur Weiterentwicklung, S. 59.

⁸⁵ FfE, Zukunftsfähige Herkunftsnachweise – Roadmap zur Weiterentwicklung, S. 64.

III sieht daher für Anlagen mit einer installierten Leistung unter 50 kW ein vereinfachtes Registrierungsverfahren und reduzierte Registrierungsgebühren vor.

Zur Umsetzung dieser Vorgabe könnten **pauschalisierte Verfahren** für Herkunftsnachweise eingeführt werden, die sich an der installierten Leistung orientieren. Zusätzlich erscheint es sinnvoll, die Herkunftsnachweis-Größe von derzeit 1 MWh zu reduzieren. Ein solches Modell würde insbesondere den Betreibern kleiner Photovoltaikanlagen ermöglichen, Herkunftsnachweise ohne aufwendige messtechnische Erfassung zu erhalten.

Eine Reduzierung der Zertifikatsgröße auf einen Wert unterhalb von 1 MWh erfordert eine Anpassung der Regelungen in § 79 Abs. 5 EEG und § 12 Abs. 1 HkRNDV. Die Änderung des geltenden Rechtsrahmens dürfte europarechtlich zulässig sein. Art. 19 Abs. 2 UAbs. 1 RED III sieht zwar eine Standardgröße von 1 MWh vor, ermöglicht aber die Unterteilung in eine Bruchgröße, sofern diese ein Vielfaches von 1 Wh beträgt.

Alternativ könnte ein **Pooling-Modell** entwickelt werden, bei dem Dritte (z. B. Energiegenossenschaften oder Stadtwerke) Sammel-Herkunftsnachweise für einen sortenreinen Solarstrombilanzkreis ausstellen. Kleinanlagen können durch Aggregatoren gebündelt werden, indem Smart Meter sie eindeutig zuordnen. Der Aggregator sammelt überschüssige Energiemengen der dezentralen Erzeuger über die Smart Meter und kann mittels zuvor definierter Regeln die gesamte Menge an Herkunftsnachweisen für Einzelanlagen ausweisen.⁸⁶ Damit wären die gegenwärtigen Hürden (Zertifikatsgröße, Kosten und Aufwand) nicht mehr maßgeblich für die Integration von Kleinanlagen in das Herkunftsnachweis-System.⁸⁷ Eine solche Regelung würde insbesondere die Direktvermarktung von dezentral erzeugtem Strom erleichtern und neue Geschäftsmodelle in der regionalen EE-Vermarktung ermöglichen.

6.1.4 Einführung von lokalen Signalen sowie Förderung und Integration von Stromspeichern

Der Einsatz von Stromspeichern spielt eine wesentliche Rolle für die verbesserte Integration von PV-Anlagen in das Energiesystem. Speicher können Flexibilität schaffen, indem sie überschüssigen Solarstrom aufnehmen und zeitlich versetzt bedarfsgerecht wieder abgeben. Auf diese Weise können sie Stromspitzen abfangen und die Einspeisung gleichmäßiger gestalten. Für den Einsatz von Stromspeicher zur optimalen Erfüllung dieser Funktionen, ist eine gezielte Weiterentwicklung des Rechtsrahmens notwendig.

Als übergeordnete Maßnahmen sollte eine **Einführung von lokalen Signalen** erfolgen sowie eine bessere **Steuerbarkeit der Stromspeicher** durch Verteilnetzbetreiber ermöglicht werden.⁸⁸

Lokale Preissignale stellen ökonomische Anreize dar, um Netzengpässe zu reduzieren und die räumlich sowie zeitlich fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien optimal zu nutzen, indem Strom dort verbraucht wird, wo viel Grünstrom im System ist und dies in Zeiten hoher Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen erfolgt. Auf diese Weise stellen solche Signale auch die lokale Knappheit oder

⁸⁶ FfE, Zukunftsfähige Herkunftsnachweise – Roadmap zur Weiterentwicklung, S. 64.

⁸⁷ FfE, Zukunftsfähige Herkunftsnachweise – Roadmap zur Weiterentwicklung, S. 65.

⁸⁸ Die genaue Ausgestaltung dieser Maßnahmen und die rechtliche Umsetzung überschreitet den Rahmen dieses Papers.

den Überschuss und somit die aktuelle Netzsituation dar. Infolgedessen können unter anderem auch Betreiber privater Heimspeicher vermehrt zu einer netzdienlichen Betriebsweise angereizt werden: sie können Netzengpässe reduzieren, indem sie Strom speichern, wenn die PV-Erzeugung hoch und der Netzbedarf gering ist und ihn bei Lastspitzen wieder abgeben.

Um lokale Signale und einen solchen netzdienlichen und marktorientierten Betrieb zu ermöglichen, bedarf es einer flächendeckenden Einführung von **Smart Metern**. Hierzu muss der Rollout von Smart-Meter-Gateways erheblich beschleunigt werden. Als Übergangslösung könnten technisch niedrigschwellige Alternativen eingesetzt werden (beispielsweise moderne Messeinrichtungen mit Kommunikationsmodulen).

Eine weitere Maßnahme für den netzdienlichen Einsatz von Speichern ist die Ausweitung der Nutzungs- und Steuerungsmöglichkeiten von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch Verteilnetzbetreiber. Hierfür könnte der Anwendungsbereich des § 14a EnWG auf weitere Spannungs- bzw. Netzebenen erweitert werden. Zusätzlich sollte es ermöglicht werden, dass Verteilnetzbetreiber und Betreiber von Großspeichern einen Vertrag über einen freiwilligen Zugriff zur netzdienlichen Steuerung dieser Anlagen schließen können, ohne dass dies als eigener wirtschaftlicher Betrieb durch die Verteilnetzbetreiber gewertet wird.

Der wirtschaftliche Betrieb von Stromspeichern durch Verteilnetzbetreiber in der Weise, dass sie Dritten in diskriminierungsfreier Weise und gegen die Erhebung eines Entgelts Zugang zu den Stromspeichern gewähren, stellt eine weitere anzudenkende Option dar. Ein solches Modell steht zum jetzigen Zeitpunkt allerdings nicht im Einklang mit den europarechtlichen Entflechtungsvorschriften, sodass eine Reform der Vorschriften auf EU-Ebene notwendig wäre.

Als konkrete Weiterentwicklung des Rechtsrahmens sollte die **Netzentgeltbefreiung** für Stromspeicher aus § 118 Abs. 6 EnWG erfolgen, um auf diese Weise Investitionssicherheit zu schaffen und den Speicherausbau zu beschleunigen. Zudem sollte die Befreiung auch für mobile Speicher (bidirektionales Laden von E-Autos) Anwendung finden.⁸⁹ Diese können als Flexibilitätsoption ebenfalls einen wichtigen Beitrag zur Integration von PV-Strom darstellen.

Zu begrüßen ist die Möglichkeit der **Mischnutzung von Stromspeichern** unter bestimmten Voraussetzungen, ohne, dass der EEG-Vergütungsanspruch entfällt, § 19 Abs. 3a, 3b EEG 2023. Die Vorschriften haben das Potential, den Einsatzbereich und die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern zu erhöhen. Um Rechtssicherheit zu schaffen und die tatsächliche Anwendung der Mischnutzung von Stromspeichern in der Praxis zu ermöglichen, sollte die BNetzA zeitnah Festlegungen nach § 85d EEG 2023 – insbesondere hinsichtlich der technischen Voraussetzungen für eine solche Mischnutzung – erlassen.

6.1.5 Lokale Vermarktung des PV-Strom zur Hebung von Flexibilitätspotentialen

Es wurden drei verschiedene Varianten zur lokalen Vermarktung des Stroms aus EEG-Bestandsanlagen, um Flexibilitätspotenziale zu heben, näher betrachtet.

⁸⁹ Eschweiler/Großmann/Hartwig, Regulatorische Handlungsempfehlungen: Bidirektionales Laden und Bereitstellung von Flexibilitäten im elektrifizierten ÖPNV, 2024, S. 1 f.

Eine Möglichkeit ist, dass der Verteilnetzbetreiber den Strom aus den Anlagen vermarktet. Dies stellt zwar einen Verstoß gegen den Grundsatz des Unbundling dar, jedoch gilt dies ebenso für die bisherige Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Rahmen der aktuellen Einspeisevergütung. Diese Option könnte als freiwillige Möglichkeit ausgestaltet werden.

Eine weitere Variante ist die Vermarktung durch den Grundversorger, der Kleinanlagen als Pool zusammenfasst. Dies könnte über eine gleitende Marktprämie mit Anbindung an den Strommarkt erfolgen. Auch hierbei ist eine freiwillige Optionsmöglichkeit denkbar.

Die dritte Option orientiert sich an dem Modell einer Energiegemeinschaft, wie es bereits in Österreich existiert. In diesem Modell beteiligen sich PV-Produzenten und Abnehmer freiwillig an der gemeinschaftlichen Stromnutzung (Erzeugung und Verbrauch). Die Teilnehmer müssten weiterhin für den nicht in der Energiegemeinschaft vermarkteten Strom die Einspeisevergütung (Vermarktung über die Übertragungsnetzbetreiber) erhalten (Bestandsschutz).

Diese drei Ansätze bieten unterschiedliche Wege, um den Strom aus EEG-Bestandsanlagen flexibel und marktorientiert zu nutzen.

Die **Vermarktung über die Grundversorger** wurde nach intensiver Diskussion als die **sinnvollste Variante** ausgewählt.

Wenn **PV-Anlagen** wie bisher **zentral vermarktet** werden, stehen sie den **Stadtwerken als Grundversorger** nicht für das **Risikomanagement** zur Verfügung. Dadurch können Stadtwerke ihre Stromkunden nicht mit einer **Kombination aus Wind, Sonne und Flexibilität** absichern – etwa durch **hybride Wärmebereitstellungsoptionen**, bei denen die Stromproduktion flexibel gesteuert werden kann.

Aus diesem Grund sind **Stadtwerke und andere Akteure** gezwungen, **Terminprodukte oder langfristige Verträge für grauen Strom** abzuschließen, wodurch sie sich nicht im vollen Umfang an der **Energiewende** beteiligen können.

Werden **PV-Anlagen** jedoch über die **Grundversorger vermarktet**, können alle **lokalen und regionalen Flexibilitätsoptionen** erschlossen werden. Zudem sollte über die **lokale Vermarktung von PV-Strom** sichergestellt werden, dass die **Grünstrom-Eigenschaft** erhalten bleibt und weitergegeben werden kann.

Dadurch entstehen **neue Märkte für PV-Strom**, die eine nachhaltigere und flexiblere Energieversorgung ermöglichen.

Da das **PV-Erzeugungsprofil** gut vorhersehbar ist und die **lokalen Flexibilitätsoptionen** im vorgeschlagenen Modell optimal genutzt werden können, wird vorgeschlagen, dass der **vom Grundversorger für den PV-Strom zu zahlende Preis** jährlich im Vorhinein festgelegt wird. Dieser soll sich am **Jahresmarktwert des PV-Stroms am Spotmarkt** orientieren, ergänzt um einen **Zuschlag für die Grünstrom-Eigenschaft**.

Die Differenz zur Einspeisevergütung wird wie bisher aus dem Bundeshaushalt gezahlt. Diese Regelung hat zwei wesentliche Vorteile. Erstens sind die Ausgaben für den Bundeshaushalt von vornherein jährlich kalkulierbar, und es besteht im Jahresverlauf keine Abhängigkeit mehr von den volatilen Spotpreisen. Zweitens kann der PV-Strom auch in Zeiten negativer Preise am Spotmarkt sinnvoll vor Ort durch Sektorenkopplung und Lastverschiebung genutzt werden und erzielt dadurch weiterhin entsprechende Einnahmen.

6.2 Exkurs: Gesetzesentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen

Kurz vor Fertigstellung dieses Papiers wurden verschiedene Gesetze mit Bezug zu relevante Energiepolitischen Themen vom Bundestag und vom Bundesrat beschlossen. Diese konnte jedoch nicht mehr im Detail berücksichtigt werden. Im Folgenden werden jedoch die hier wesentlichen Änderungen im EnWG und EEG aus dem entsprechenden Gesetzesentwurf dargestellt.⁹⁰

Im Dezember 2024 veröffentlichte die Bundesregierung einen Gesetzesentwurf (EnWG-E, EEG-E)⁹¹, der unter anderem Änderungen im EnWG und dem EEG vorsieht. Der Gesetzesentwurf verfolgt das übergeordnete Ziel, **Vorsorge für temporäre Erzeugungsüberschüsse** im Stromnetz zu treffen. Dies sind Zeiten, in denen eine hohe Stromeinspeisung aus EE-Anlagen erfolgt und zeitgleich ein geringer Stromverbrauch vorliegt. Erreicht werden soll die Vermeidung solcher Überschüsse insbesondere durch Regelungen, die die **Flexibilität im Stromsystem** erhöhen und die **Marktintegration der erneuerbaren Energien verstärken** sollen.⁹²

Durch den Gesetzesentwurf soll eine **Entbürokratisierung der Direktvermarktung** stattfinden, so dass diese Art der Vermarktungsform niedrigschwellig – insbesondere für kleine EE-Anlagen – nutzbar gemacht wird. Hierzu soll eine Vereinfachung der technischen Vorgaben für Anlagen in der Direktvermarktung eingeführt werden. So sollen auch Betreiber von Anlagen mit älteren Wechselrichtern, bei denen keine Möglichkeit zur mehrstufigen oder stufenlosen Steuerung besteht, an der Direktvermarktung teilnehmen können.⁹³ Zudem soll die Fernsteuerbarkeit der Anlagen auch mittels anderer technischer Möglichkeiten als Smart-Meter-Gateways erlaubt werden, § 10b Abs. 2 EEG-E.⁹⁴

Weiterhin soll die Verantwortung für den gesetzlichen Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen dem Messstellenbetreiber zugewiesen werden, § 9 EEG-E. Hierdurch soll eine Entlastung der Anlagenbetreiber sowie Vereinfachung der Prozesse erfolgen.⁹⁵ Bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen verpflichtet § 9 Abs. 2 EEG-E Anlagenbetreiber zum Einsatz von Übergangstechniken zur Sichtbarkeit (Anlagen ab 100 kW) und zur Fernsteuerbarkeit (Anlagen ab 25 kW). Betreiber von Anlagen ab 2 kW in der Einspeisevergütung und dem Mieterstromzuschlagsmodell müssen zudem übergangsweise sicherstellen, dass eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 60 Prozent der installierten Leistung möglich ist.

⁹⁰ <https://dip.bundestag.de/vorgang/gesetz-zur-%C3%A4nderung-des-energiewirtschaftsrechts-zur-vermeidung-von-tempor%C3%A4ren-erzeugungs%C3%BCbersch%C3%BCssen/318835>

⁹¹ Entwurf eines Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen, vom 17.12.2004, BT-Drucksache 20/14235.

⁹² BT-Drs. 20/14235, S. 1 f.

⁹³ BT-Drs. 20/14235, S. 40.

⁹⁴ Die Pflicht zur Fernsteuerbarkeit über ein Smart-Meter-Gateway soll erst ab dem 1. Januar 2028 gelten. Dies entspricht den ebenfalls im Gesetzesentwurf geplanten Änderungen des MsbG.

⁹⁵ Scholtka/Krstanović: Novelle des Energiewirtschaftsrechts – Teil 2: Die geplanten Änderungen des EEG, EnK-Aktuell 2024, Heft 14.

In § 8 Abs. 2 EEG-E wird das sogenannte **Cable Pooling** eingeführt, das den Anschluss mehrerer Anlagen hinter einem Netzverknüpfungspunkt ermöglicht, auch wenn die installierte Leistung der Anlagen die verfügbare Kapazität des Netzanschlusses überschreitet.⁹⁶ Voraussetzung ist hierbei der Abschluss einer – ebenfalls neu eingeführten – **flexiblen Netzanschlussvereinbarung** i.S.d. § 8a EEG-E. Im Gegensatz zu regulären Netzanschlüssen wird bei einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung die installierte Leistung der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt nicht uneingeschränkt bereitgestellt. Vielmehr ist die Netzanschlussleistung entweder dauerhaft oder zeitweise geringer als die installierte Leistung der Anlage (sog. Überbauung). Vorteile der Vorschriften sollen schnellere Netzanschlüsse (Anlagenbetreiber) sowie die effizientere Nutzung der Kapazitäten (Netzbetreiber) sein.⁹⁷

Die Überarbeitungen der § 19 Abs. 3 bis 3c) EEG-E haben das Ziel, die Einsatzmöglichkeiten von **Stromspeichern** weiter zu flexibilisieren und so deren aktive Teilnahme am Strommarkt zu erleichtern.⁹⁸ In Zukunft sollen die Betreiber von Stromspeichern zwischen drei Optionen wählen können:

- Es wird ausschließlich EE-Strom gespeichert, der dann auch vollständig finanziell gefördert werden kann (Ausschließlichkeitsoption, § 19 Abs. 3a EEG-E)
- Es wird sowohl EE-Strom als auch Strom aus dem Netz zwischengespeichert, wobei nur die EE-Strommenge förderfähig ist und nach Vorgaben der BNetzA nachgewiesen werden muss (Abgrenzungsoption § 19 Abs. 3b EEG-E)
- Es wird die Gesamteinspeisung von Strom aus PV-Anlagen, Mischstromspeichern und bidirektional genutzten Ladepunkten erfasst. Der Betreiber kann unter bestimmten Voraussetzungen für einen pauschalen Anteil an der gesamten Erzeugung und gleichzeitigen Einspeisung aus diesen Anlagen die EEG-Vergütung geltend machen (Pauschaloption, die die bisherige Wechseloption ersetzen soll, § 19 Abs. 3c EEG-E).

Die neuen Regelungen sollen auch für bidirektional betriebene Ladepunkte von Elektrofahrzeugen, bei denen anteilig EE-Strom zum Laden genutzt wird, Anwendung finden, § 19 Abs. 3 S. 4 i.V.m. § 20 S. 2 EEG-E.

Die EEG-Vergütung bei negativen Börsenstrompreisen soll **weitgehend abgeschafft** werden. Ziel dieser Maßnahme ist es, Neuanlagen verstärkt den unmittelbaren Preissignalen des Strommarkts auszusetzen und so eine stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien zu erreichen.⁹⁹ Nach § 51 Abs. 1 EEG-E soll sich die EEG-Vergütung für Neuanlagen in jedem Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis negativ ist, auf null verringern.¹⁰⁰ Eine Ausnahme von dieser Regelung soll für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird (a) und Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 kW für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die BNetzA die Festlegung nach § 85 Abs. 2 Nr. 12 EEG-E getroffen hat (b), gelten.

Eine weitere Neuerung betrifft die Vermarktung von einspeisevergüteten Anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber. Ziel dieser Regelungen ist es, die Marktintegration erneuerbarer Energien zu stärken und temporären Erzeugungsüberschüssen vorzubeugen. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen

⁹⁶ BT-Drs. 20/14235, S. 71.

⁹⁷ Ebd.

⁹⁸ BT-Drs. 20/14235, S. 75.

⁹⁹ BT-Drs. 20/14235, S. 78.

¹⁰⁰ Dies war nach dem EEG 2023 ab dem Jahr 2027 vorgesehen.

berechtigt und verpflichtet werden, Strommengen, die in fernsteuerbaren Anlagen in der Einspeisevergütung erzeugt werden, preislimitiert zu vermarkten, § 5 Abs. 1 EEG-E. Sollten dabei am Day-Ahead-Markt solche Strommengen unverkauft bleiben, ist der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die Wirkleistungseinspeisung der betroffenen Anlagen entsprechend zu reduzieren, § 5 Abs. 3 EEG-E. Auf diese Weise soll die bislang bestehende Verpflichtung dieser Strommengen auch zu hoch negativen Preisen vermieden werden.¹⁰¹

¹⁰¹ BT-Drs. 20/14235, S. 42.

Literaturverzeichnis

50Hertz Scientific Advisory & Project Board, Warmer Lichtsturm – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind – Ergebnisbericht, 2024.

Assmann/Peiffer (Hrsg.), BeckOK EnWG, 13. Edition, Stand 01.12.2024.

BMWK, Photovoltaik-Strategie, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?blob=publicationFile&v=8> (zuletzt abgerufen am 06.02.2025).

BMWK, Strommarktdesign der Zukunft, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?blob=publicationFile&v=10> (zuletzt abgerufen am 10.01.2025).

BMWK, Stromspeicherstrategie, 2023, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?blob=publicationFile&v=6> (zuletzt abgerufen am 06.02.2025).

bne, Dezentrale PV-Vermarktung stärken, abrufbar unter: https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/bne-Impulspapier_Dezentrale-Vermarktung-PV-Strom.pdf (zuletzt abgerufen am 04.02.2025).

Bundesnetzagentur, EEG-Förderung und Fördersätze, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html (zuletzt abgerufen am 10.01.2025).

Bundesnetzagentur, Entflechtung, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Entflechtung/artikel.html> (zuletzt abgerufen am 13.01.2025).

Dena (Hrsg.), Das dezentralisierte Energiesystem im Jahr 2030, 2023.

Dena (Hrsg.), Herkunftsnachweise als Wertkomponente nutzen!, abrufbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/20221222_Positionspapier>Weiterentwicklung_HKN_System_Lektoriert_v1.pdf (zuletzt abgerufen am 05.02.2025).

Dena, Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung, 2024.

Eschweiler/Großmann/Hartwig, Regulatorische Handlungsempfehlungen: Bidirektionales Laden und Bereitstellung von Flexibilitäten im elektrifizierten ÖPNV, 2024.

FfE, Zukunftsfähige Herkunftsnachweise – Roadmap zur Weiterentwicklung, abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/05/INDEED_Diskussionspapier_Zukunftsfaeihige_Herkunftsnachweise_Roadmap_zur>Weiterentwicklung_2023-05-11.pdf (zuletzt abgerufen am 06.02.2025).

Fischer, Energy Watch Group, Roadmap CO₂-neutrales Deutschland, 2024.

Greb/Boewe/Sieberg (Hrsg.), BeckOK EEG 2023, 16. Edition, Stand 01.11.2024.

Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2. Auflage, 2022.

Hoffmann/Eschweiler/Buchmüller/Wilms: QUARREE100 – Erkenntnisse und regulatorische Handlungsoptionen für die strombasierte Wärmeversorgung von Bestandsquartieren. Ergebnispapier, 2024.

Kahl/Kahles, Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie, abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/08/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_50_Doppelvermarktungsverbot.pdf (zuletzt abgerufen am 06.02.2025).

Kalis/Antoni: Was lange währt, wird endlich „grün“: RFNBOs und die Anforderungen an grünen Wasserstoff im Recht der Europäischen Union, EnWZ 2022, 248 ff.

Kment (Hrsg.), NomosKommentar, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage, 2023.

Lange, Klimaschutz im Bundestag e.V., Kommunale sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung, 2024.

Lerm/Schäfer-Stradowsky/Wedell/Lange/Nil/Meyer, Machbarkeitsstudie für das Projekt Grünes B, 2018.

Mayer/Burger, Fraunhofer ISE, Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage, 2014.

Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, Erneuerbare-Energiegemeinschaften, abrufbar auf: <https://energiegemeinschaften.gv.at/erneuerbare-energie-gemeinschaften-eeg/> (zuletzt abgerufen am 05.02.2025).

Säcker/Steffens (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, EEG 2021, 5. Auflage, 2022.

Schmidt/Roth/Schill, Ausbau der Solarenergie: viel Licht, aber auch Schatten, DIW Wochenbericht 33/2024.

Schneider/Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 5. Auflage, 2021.

Scholtka/Krstanović, Novelle des Energiewirtschaftsrechts – Teil 2: Die geplanten Änderungen des EEG, EnK-Aktuell 2024, 010465.

Statistisches Bundesamt, 25 Prozent des EU-Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien, abrufbar unter: https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/Ausbau_ErneuerbareEnergien.html (zuletzt abgerufen am 31.01.2025).

Thelen/Nolte/Kaiser/Jürgens/Müller/Senkpiel/Kost, Fraunhofer ISE, Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess, 2024.

Theobald/Kühling (Hrsg.), Energierecht, 126. Ergänzungslieferung, 2024.

Wirth, Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 4.1.2025.