

HEIMSPEICHER NACH DEM SOLARSPITZENGESETZ 2025: BEWERTUNG DES TECHNO-ÖKONOMISCHEN POTENZIALS DER MISPEL-FESTLEGUNG

Henrik WAGNER¹, Jan SCHLÜPMANN², Bernd ENGEL¹, Hartmut WEYER²

Motivation

Stationäre Batteriespeichersysteme mit einer Kapazität von weniger als 30 kWh, sogenannte Heimspeicher, dominieren gegenwärtig (Stand 01/2026) die installierte Batteriespeicherleistung (13,2 GW von insgesamt 16,4 GW) und Batteriespeicherkapazität (19,6 GWh von insgesamt 24,5 GWh) in Deutschland [1, 2]. Die reine Einfachnutzung der Heimspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung schöpft das techno-ökonomische Potenzial jedoch nicht aus [3]. Die profitorientierte Mehrfachnutzung („Revenue/Value-Stacking“), welche mittels marktaktiver Anwendungen (z. B. Strombörsenhandel, Regelleistung) das Flexibilitätspotenzial erschließt und die Prosumer-Erträge signifikant steigert, wird bislang durch rechtliche Hemmnisse limitiert [4, 5].

Der deutsche Gesetzgeber erkennt dieses Potenzial nun ebenfalls an und novellierte mittels des sogenannten Solarspitzengesetzes § 19 EEG und § 21 EnFG, um eine „Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Teilnahme am Strommarkt und somit die Netz- und Systemintegration des Stroms aus erneuerbaren Energien“ [6] zu ermöglichen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) beabsichtigt, die dadurch neu geschaffenen Optionen in § 19 EEG durch die „Festlegung zur Marktintegration von Stromspeichern und Ladepunkten“, die sogenannte MiSpeL-Festlegung, mit genauen Messanforderungen und Berechnungsverfahren zu konkretisieren [7]. Mit Wirkung vom 23.12.2025 wurde zudem § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG neu gefasst, um eine anteilige Netzentgeltbefreiung zwischengespeicherter und in dasselbe Netz rückgespeicherter Strommengen zu ermöglichen. Diese Arbeit untersucht simulativ das hieraus resultierende techno-ökonomische Potenzial für Heimspeicher in der Mehrfachnutzung.

§ 19 EEG: Rechtliche Optionen als Szenariengrundlage

Betreiber von Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien (EE) einsetzen, haben Anspruch auf die EEG-Förderung, u. a. auf Einspeisevergütung (EV) oder Marktprämie (MP), gemäß § 19 Abs. 1 EEG. Ergänzend zur schon zuvor anerkannten Ausschließlichkeitsoption (nunmehr § 19 Abs. 3a EEG) führte das Solarspitzengesetz die Abgrenzungsoption (§ 19 Abs. 3b EEG) und die Pauschaloption (§ 19 Abs. 3c EEG) neu ein. Die Ausschließlichkeitsoption gewährt die Förderung nur bei kalenderjährlicher, ausschließlicher Zwischenspeicherung von EEG-förderfähigen Strommengen („Grünstrom“); die Zwischenspeicherung von Netzstrom („Graustrom“) führt zum Verlust der Förderung bezüglich sämtlicher zwischengespeicherter Mengen. Die Abgrenzungsoption ist auf die MP beschränkt und erlaubt die Speicherung von Grün- und Graustrom im selben Kalenderjahr, wobei ausschließlich messtechnisch eindeutig abgegrenzter Grünstrom förderfähig ist. Die Pauschaloption ermöglicht indes eine pauschale MP-Förderung für PV-Speicher-Kombinationen bis 30 kWp (maximal 500 kWh pro kWp und Jahr). Die auch für Bestandsanlagen geltenden Neuregelungen stehen derzeit noch unter dem Vorbehalt der MiSpeL-Festlegung der BNetzA, sowie im Falle der Pauschaloption, der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission. Technisch setzen die Optionen die Installation viertelstundengenauer Zweirichtungszähler voraus. Weitere stromspeicherspezifische Regelungen in Bezug auf Netzentgelte, Stromsteuer und Umlagen für zwischengespeicherte Strommengen sind in § 118 Abs. 6 EnWG, § 5 Abs. 4 StromStG und § 21 EnFG ebenfalls im Jahr 2025 verabschiedet worden und mittlerweile bereits in Kraft getreten [8].

Die simulierten rechtlichen Szenarien leiten sich aus den drei Optionen des § 19 EEG ab. Die Ausschließlichkeitsoption wird in zwei Betriebsweisen simuliert (jeweils mit EV und MP): Szenario *exCha*, bei dem das Laden erlaubt (auch mit Netzstrom), jedoch die Netzeinspeisung gesperrt ist; und

¹ Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, <https://orcid.org/0000-0001-8669-766X>

² Technische Universität Clausthal, Institute of Management, Economics and Law, Arnold-Sommerfeld-Straße 6, 38678 Clausthal-Zellerfeld, <https://iber.tu-clausthal.de/>

Szenario *exDis*, bei dem der Netzbezug gesperrt ist, jedoch die Einspeisung ausschließlich von Grünstrom erlaubt ist. Zudem werden die Abgrenzungs- *met* und Pauschaloption *cap* simuliert, in welchen eine Saldierung der KWKG- und Offshore-Umlagen, des Aufschlags für besondere Netznutzung sowie der Stromnetzentgelte für zwischengespeicherte Strommengen vorgenommen wird. Alle Szenarien setzen voraus, dass keine EEG-Vergütung bei negativen Spotmarktpreisen gezahlt wird. Als Referenz dient das Szenario *su* mit Einfachnutzung zur Eigenverbrauchserhöhung.

Techno-ökonomisches Potenzial mehrfachgenutzter Heimspeicher

Die Auswirkungen des veränderten Rechtsrahmens auf das techno-ökonomische Potenzial mehrfachgenutzter stationärer Heimspeicher werden mittels eines validierten mathematischen Optimierungsmodells und idealen Prognosen analysiert [4]. Ziel ist die Maximierung des Ertrags für den privaten Prosumer. Hierzu werden die Anwendungen Eigenverbrauchserhöhung, Intraday Continuous Trading (IDC) und Frequency Containment Reserve (FCR) bedient. Simuliert wird ein durchschnittlicher Prosumer-Haushalt auf Basis von Marktdaten für das Jahr 2024 und eines statischen Strompreises von 33,88 ct/kWh. Die Systemparameter umfassen: 10 kWp Photovoltaiksystem, 10 kW(h) Heimspeicher und 6595 kWh Haushaltslast (inklusive ungesteuertem, unidirektionalen Laden eines Elektroautos). Eine Aufschlüsselung der simulierten jährlichen finanziellen Erträge ist in Tabelle 1 aufgeführt.

Simulationsszenario	<i>su</i> ₁	<i>exCha</i> ₁	<i>exCha</i> ₂	<i>exDis</i> ₁	<i>exDis</i> ₂	<i>met</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung	EV	EV	MP	EV	MP	MP	MP
$\mathbb{P}_{\text{Prosumer}}$	-707 €	-431 €	-392 €	-571 €	-496 €	165 €	223 €
$\mathbb{C}_{\text{Netzbezug,abgaben}}$	1069 €	313 €	313 €	1104 €	1104 €	816 €	762 €
$\mathbb{C}_{\text{Netzeinspeisung,saldiert}}$	0 €	395 €	390 €	0 €	0 €	32 €	65 €
\mathbb{P}_{EEG}	362 €	308 €	187 €	260 €	186 €	157 €	144 €
\mathbb{P}_{FCR}	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	702 €	702 €
\mathbb{P}_{IDC}	0 €	-31 €	124 €	273 €	422 €	204 €	204 €
Vollzyklen	211	456	488	282	372	478	478
Eigenverbrauchsquote	40 %	39 %	40 %	39 %	39 %	38 %	38 %

Tabelle 1: Aufschlüsselung möglicher jährlicher finanzieller Erträge in Abhängigkeit der § 19 EEG-Option.

Der potenzielle jährliche Gesamtertrag des privaten Prosumers ist mit $\mathbb{P}_{\text{Prosumer}}$ angegeben. Mittels der Abgrenzungsoption *met* ist trotz zusätzlich berücksichtigter Kosten für einen zweiten Zähler i.H.v. 50 € ein positiver Gesamtertrag möglich. Diese Zählerkosten entfallen bei der messtechnisch einfach umzusetzenden Pauschaloption *cap*, welche den höchsten Gesamtertrag im betrachteten Szenario liefert. Während die messgenaue Abgrenzungsoption *met* eine höhere förderfähige Netzeinspeisung erzielt, führt die Pauschaloption *cap* rechnerisch zu einer höheren saldierungsfähigen Netzeinspeisung $\mathbb{C}_{\text{Netzeinspeisung,saldiert}}$. Die daraus resultierende Einsparung beim abgabenbelasteten Netzbezug $\mathbb{C}_{\text{Netzbezug,abgaben}}$ überkompensiert in der Pauschaloption *cap* die geringeren Erlöse aus der EEG-Vergütung \mathbb{P}_{EEG} . Der höchste Einzelerlös ist \mathbb{P}_{FCR} , gefolgt von \mathbb{P}_{EEG} oder \mathbb{P}_{IDC} , abhängig vom Szenario. Die Szenarien der Ausschließlichkeitsoption *exCha/exDis* führen trotz der genannten Einschränkungen zu besseren Ergebnissen als im Referenzfall *su*. Jedoch ist hier keine Bereitstellung von FCR und somit kein Erlös \mathbb{P}_{FCR} möglich, da die FCR-Erbringung symmetrisch erfolgen muss. Die Steigerung der Vollzyklen des BESS ist unbedenklich, die Eigenverbrauchsquote wird nicht signifikant negativ beeinflusst. Die Novellierung von § 19 EEG erweist sich somit insgesamt als effektives Instrument, um den gewünschten Anreiz zur Marktaktivierung von Heimspeichern zu setzen. Dabei sticht besonders die Pauschaloption hervor, die das techno-ökonomische Potenzial durch hohe Erträge bei gleichzeitiger administrativer Einfachheit optimal erschließt.

Referenzen

- [1] Jan Figgner, Christopher Hecht, David Haberschus, Jakob Bors, Kai Gerd Spreuer, Kai-Philipp Kairies, Peter Stenzel, Dirk Uwe Sauer, The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023), 2023, doi: 10.48550/arXiv.2203.06762
- [2] RWTH Aachen University, „Battery Charts“. [Online]. Verfügbar: <https://battery-charts.rwth-aachen.de/battery-charts> [Zugriff: Nov. 2025]
- [3] H. Wagner, M. Lüdecke, A. Scheunert, C. Wegkamp, B. Engel and H. Weyer, "Technical and legal analysis of the grid-serving multi-use of battery storage systems for prosumers," WIW 2023, Copenhagen, Denmark, 2023, doi: 10.1049/icp.2023.2739.
- [4] H. Wagner, M. Ferk and B. Engel, "Mathematical Optimization Model for the Application-Based Multi-Use of Residential Prosumer Battery Storage Systems," iSPEC 2024, Kuching, Malaysia, 2024, doi: 10.1109/iSPEC59716.2024.10892539.
- [5] H. Wagner, M. Ferk, B. Engel, "Behind-the-Meter and Front-of-the-Meter Applications in the Multi-Use of Residential Battery Storage Systems Considering the Legal Framework in Germany", NEIS 2024, Hamburg, Germany, 2024, doi: 10.30420/566464022.
- [6] Deutscher Bundestag, Drucksache 20/14235 vom 17.12.2024, S. 75.
- [7] BNetzA v. 17.9.2025, Eckpunkte zur Konsultation, Az. 618-25-02
- [8] BGBl. 2025 I Nr. 51 vom 24.02.2025, BGBl. 2025 I Nr. 340 vom 22.12.2025.