

HEIMSPEICHER NACH DEM SOLARSPITZENGESETZ 2025:

BEWERTUNG DES TECHNO-ÖKONOMISCHEN POTENZIALS DER MiSPEL-FESTLEGUNG

Henrik WAGNER¹, Jan SCHLÜPMANN², Bernd ENGEL¹, Hartmut WEYER²

Einleitung

Stationäre Batteriespeichersysteme kleiner 30 kWh, sogenannte Heimspeicher, dominieren gegenwärtig (Stand 11/2025) die installierte Speicherleistung (12,9 von 15,9 GW) und Speicherkapazität (19,1 von 23,6 GWh) in Deutschland [1, 2]. Die reine Einfachnutzung der Heimspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung schöpft das techno-ökonomische Potenzial jedoch nicht aus [3]. Die profitoptimierte 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]. In Kürze wird zudem § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG neu gefasst, um eine anteilige Netzentgeltbefreiung zwischengespeicherter und in dasselbe Netz rückgespeister 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. Einspeisevergütung (EV) oder Marktprämie (MP), gemäß § 19 Abs. 1 EEG. Ergänzend zur bisher einzigen Ausschließlichkeitsoption (§ 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 Aufnahme von EEG-Strom; Graustrom führt zum Verlust der Förderung bzgl. sämtlicher zwischengespeicherter Mengen. Die Abgrenzungsoption ist auf die MP beschränkt und erlaubt die Speicherung von EEG- und Graustrom im selben Kalenderjahr, wobei ausschließlich messtechnisch eindeutig abgegrenzter EEG-Strom 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 der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission. Technisch setzen die Optionen die Installation viertelstundengenauer Zweirichtungszähler voraus. Weitere Privilegierungen in Bezug auf Netzentgelte, Umlagen und Stromsteuer für zwischengespeicherte Strommengen sind in § 118 Abs. 6 EnWG, § 21 EnFG und § 5 Abs. 4 StromStG vorgesehen oder 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 Szenario exDis, bei dem der Netzbezug gesperrt ist, jedoch die Einspeisung ausschließlich von EEG-Strom erlaubt ist. Die Szenarien der Abgrenzungsoption variieren gemäß [5] hinsichtlich der Entgeltbefreiung zwischen Szenario met (Umlage-saldierungsfähig) und Szenario metW (vollständige Befreiung von Umlagen, Netzentgelten und Stromsteuer). Zudem wird die Pauschaloption unter

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

² Technische Universität Clausthal, Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht, Arnold-Sommerfeld-Straße 6, 38678 Clausthal-Zellerfeld, <https://iber.tu-clausthal.de/>

Szenario *cap* simuliert. Alle Szenarien setzen voraus, dass keine EEG-Vergütung bei einem anzulegenden Wert kleiner null gezahlt wird. Als Referenz dient das Szenario *su* mit Einfachnutzung von PVS und BESS zur Eigenverbrauchserhöhung.

Techno-ökonomisches Potenzial mehrfachgenutzter Heimspeicher

Die Auswirkungen des veränderten Rechtsrahmens auf das technisch-ökonomische Potenzial mehrfachgenutzter stationärer Heimspeicher werden mittels eines validierten mathematischen Optimierungsmodells 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 einem statischen Strompreis von 0,34 €/kWh. Die Systemparameter umfassen: 10 kWp Photovoltaiksystem, 10 kW(h) Heimspeicher und 6600 kWh Haushaltstlast (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>metW</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung	EV	EV	MP	EV	MP	MP	MP	MP
$\mathbb{P}_{\text{Prosumer}}$	-707 €	-431 €	-392 €	-571 €	-496 €	285 €	346 €	-131 €
$\mathbb{C}_{\text{Tarif}}$	1069 €	313 €	313 €	1104 €	1104 €	801 €	856 €	290 €
$\mathbb{C}_{\text{saldiert}}$	0 €	395 €	390 €	0 €	0 €	72 €	0 €	871 €
\mathbb{P}_{EEG}	362 €	308 €	187 €	260 €	186 €	321 €	331 €	149 €
\mathbb{P}_{FCR}	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	686 €	692 €	686 €
\mathbb{P}_{IDC}	0 €	-31 €	124 €	273 €	422 €	201 €	229 €	195 €
Vollzyklen	211	456	488	282	372	453	541	452
Eigenverbrauchsquote	40 %	39 %	40 %	39 %	39 %	37 %	38 %	37 %

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 in *met/metW* ist trotz zusätzlich angenommener Kosten für einen zweiten Zähler von 50 € ein positiver Gesamtertrag und damit ein Gewinn aus dem Anlagenbetrieb des Prosumers möglich. Die einfach umzusetzende Pauschaloption *cap* liefert ebenfalls vielversprechende Ergebnisse, wodurch zu erwarten ist, dass Heimspeicher zukünftig vermehrt vermarktet werden. Der höchste Einzelerlös \mathbb{P}_{FCR} wird durch FCR erzielt, gefolgt von den Erlösen aus der EEG-Vergütung \mathbb{P}_{EEG} oder IDC \mathbb{P}_{IDC} , abhängig vom Szenario. Ein deutlicher Unterschied zwischen diesen Szenarien ergibt sich hinsichtlich der Kosten für die saldierungsfähige Netzeinspeisung $\mathbb{C}_{\text{saldiert}}$ bzw. zwischengespeicherte Energie und der erhaltenen EEG-Förderung \mathbb{P}_{EEG} , aufgrund der starren Dimensionierung der Pauschale. Die Mehrfachnutzung in den Szenarien der Ausschließlichkeitsoption *exCha/exDis* führt trotz der genannten Einschränkungen des BESS 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 und das damit verbundene technisch-ökonomische Potenzial zu erschließen.

Referenzen

- [1] Jan Figgener, Christopher Hecht, David Haberschusz, 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," 22nd Wind and Solar Integration Workshop (WIW 2023), Copenhagen, Denmark, 2023, pp. 205-213, 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," 2024 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Kuching, Sarawak, Malaysia, 2024, pp. 571-579, 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: Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, 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] Deutscher Bundestag Drucksache. 21/2793 vom 12.11.2025.