

Heimspeicher nach dem Solarspitzenengesetz 2025: Bewertung des techno-ökonomischen Potenzials der MiSpeL-Festlegung

Henrik Wagner¹ Jan Schlüppmann² Bernd Engel¹ Hartmut Weyer²

¹elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme,
Technische Universität Braunschweig

`{henrik.wagner, bernd.engel}@tu-braunschweig.de`

²Institute of Management, Economics and Law,
Technische Universität Clausthal

`{jan-schlueppmann, hartmut-weyer}@tu-clausthal.de`

Kurzfassung

Stationäre Batteriespeichersysteme kleiner 30 kWh, sogenannte Heimspeicher, dominieren gegenwärtig die installierte Batteriespeicherleistung (13,2 GW von 16,4 GW) und Batteriespeicherkapazität (19,6 GWh von 24,5 GWh) in Deutschland. Die bislang übliche Einfachnutzung der Heimspeicher zur Eigenverbrauchserhöhung schöpft ihr techno-ökonomisches Potenzial nicht vollständig aus. Um diese ungenutzten Potenziale durch eine gezielte Marktaktivierung zu erschließen, wurden mit dem Solarspitzenengesetz 2025 neue rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen. Die Rahmenbedingungen sollen durch eine ergänzende Festlegung (MiSpeL) der Bundesnetzagentur, die Ende 2025 im Entwurf zur Konsultation gestellt wurde, auch in der Praxis nutzbar gemacht werden. Dieser Beitrag bewertet das techno-ökonomische Potenzial der profitoptimierten Mehrfachnutzung (Revenue- oder Value-Stacking) von Heimspeichern als konkrete Ausprägungsform dieser Marktaktivierung vor dem Hintergrund der genannten Neuregelungen. Mithilfe eines mathematischen Optimierungsmodells werden die in § 19 EEG definierten Optionen, Ausschließlichkeits-, Abgrenzungs- und Pauschaloption, hinsichtlich ihres Ertragspotenzials in einer Mehrfachnutzung der Anwendungen Eigenverbrauchserhöhung, Intraday-Handel und Primärregelleistung untersucht. Die Simulationsergebnisse auf Basis historischer Marktdaten der Jahre 2023 und 2024 zeigen, dass alle untersuchten EEG-Optionen in einer Mehrfachnutzung den ökonomischen Ertrag für Prosumer gegenüber der reinen Einfachnutzung steigern. Den signifikantesten Mehrwert für Heimspeicher bietet die Pauschaloption (§ 19 Abs. 3c EEG). Zwar führt die Anwendung von Pauschalen zu rechnerischen Abweichungen bei der förderfähigen Netzeinspeisung, jedoch werden die daraus resultierenden Erlösminderungen durch andere Kostenvorteile überkompensiert. Maßgeblich sind hierbei das vorteilhafte Verhältnis von saldierungsfähiger Netzeinspeisung zu abgabenbelastetem Netzbezug sowie das vereinfachte Messkonzept bzw. der Entfall eines zusätzlichen Zählers im Vergleich zur exakten Erfassung. Die *Abgrenzungs-option* (§ 19 Abs. 3b EEG) ermöglicht zwar eine präzise messtechnische Erfassung und weitreichende Abgabenbefreiung, bleibt jedoch aufgrund der höheren Messkosten ökonomisch hinter der Pauschaloption zurück. Auch die Ausschließlichkeitsoption (§ 19 Abs. 3a EEG) ermöglicht trotz technischer Einschränkungen deutliche Ertragssteigerungen gegenüber der Einfachnutzung bei Teilnahme am Intraday-Handel. Die Ergebnisse belegen, dass die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen wirksame Anreize für die Marktintegration von Heimspeichern setzen und somit die Bereitstellung von Flexibilitäten für ein klimaneutrales Energiesystem fördern.

Stichwörter: BESS, Multi-Use, Value/Revenue-Stacking, Marktintegration, Energiemanagement

1 Einleitung

Die installierte Kapazität stationärer Batterieenergiespeichersysteme (BESS) – also von Groß-, Industrie- und Heimspeichern – in Deutschland wuchs im Jahr 2025 weiter an. Basierend auf Daten (Stand: Januar 2026) von [1, 2] sind sowohl die gesamte installierte Batteriespeicherkapazität (+32 % auf 24,5 GWh) und Batteriespeicherleistung (+30 % auf 16,4 GW) als auch die Anzahl der BESS-Installationen (+31 % auf 2,27 Mio) innerhalb eines Jahres deutlich gestiegen. BESS für Privathaushalte, sog. Heimspeicher (< 30 kWh und < 30 kW), verzeichnen im Jahr 2025 eine geringfügig niedrigere Wachstumsrate. Dennoch

haben sie aktuell weiterhin den größten Anteil an der installierten Batteriespeicherkapazität (+28 % auf 19,6 GWh) und Batteriespeicherleistung (+28 % auf 13,2 GW) inne.

Aktuelle Forschung konnte bereits zeigen, dass die Einfachnutzung von Heimspeichern, häufig zum Zwecke der Eigenverbrauchserhöhung, in Wohngebäuden deren techno-ökonomisches Potenzial nicht vollständig ausschöpft [3–5].

Die netzdienliche Mehrfachnutzung von Heimspeichern ist zwar technisch möglich [6–8], jedoch fehlen ausreichende finanzielle Anreize, um eine breite Akzeptanz zu fördern [3]. Die Einführung zeitvariabler Netzentgelte nach §14a EnWG schafft hier erstmals konkrete finanzielle Anreize für netzdienliches Verhalten auf Heimspeicherebene. Die profitoptimierte Mehrfachnutzung von Heimspeichern für Privathaushalte – das sog. Revenue- oder Value-Stacking – stellt eine geeignete Lösung dar, um den wirtschaftlichen Ertrag privater Prosumer zu steigern ohne dass die zyklische Alterung die kalendarische Alterung übersteigt [4, 5]. Diese Ertragssteigerung kann die Installationsrate von BESS in Privathaushalten weiter steigern, da sie die Barriere der Investitionskosten senkt und somit eine größere Flexibilität für das zukünftig anvisierte klimaneutrale Energiesystem ermöglicht.

In [4] wird ein mathematisches Optimierungsmodell vorgestellt, das das techno-ökonomische Potenzial profitoptimierter mehrfachgenutzter Heimspeicher bewertet und die Anwendungen Eigenverbrauchserhöhung, Last- und Erzeugungsspitzen glättung, Primärregelungsbereitstellung sowie Spotmarkthandel berücksichtigt.

Eine frühere Arbeit [5] hat bereits den geltenden deutschen Rechtsrahmen für die Mehrfachnutzung von Heimspeichern untersucht und dabei auf die Notwendigkeit praktisch sowie rechtlich etablierter Messkonzepte hingewiesen, die eine klare Unterscheidung zwischen Stromflüssen hinter (auch Behind-the-Meter (BTM)) und vor (auch in-Front-of-the-Meter (FTM)) dem Zähler – gegebenenfalls durch virtuelle Speicherpartitionen – ermöglichen. Eine solche eindeutige Trennung erlaubt es, bei weiter Auslegung des deutschen Rechtsrahmens die Gebühren für zwischengespeicherte Energie zu reduzieren. Dies ist entscheidend, um das techno-ökonomische Potenzial von BESS für Privathaushalte vollständig auszuschöpfen und eine Gleichbehandlung von BESS im Haushaltsbereich gegenüber Stand-Alone BESS für FTM-Anwendungen, z. B. Primärregelungsbereitstellung und Spotmarkthandel, zu gewährleisten.

Der deutsche Gesetzgeber erkennt das bislang ungenutzte Potenzial von Heimspeichern im deutschen Energiesystem nun ebenfalls an und novellierte mittels des sog. Solarspitzengesetzes (Inkrafttreten 25.02.2025) § 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“ [9] zu ermöglichen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) beabsichtigt die hiermit neu geschaffenen Optionen in § 19 EEG durch die „Festlegung zur Marktintegration von Stromspeichern und Ladepunkten“, die sog. *MiSpeL-Festlegung*, mit genauen Messanforderungen und Berechnungsvorgaben zu konkretisieren [10]. 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 [11].

1.1 Vorgehensweise und Gliederung

Das Ziel dieser Arbeit ist die Bewertung des techno-ökonomischen Potenzials von Heimspeichersystemen vor dem Hintergrund des Solarspitzengesetzes 2025, der Änderungen des § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG zur Netzentgeltbefreiung zwischengespeicherter Energie, der *MiSpeL-Festlegung* und weiterer gesetzlicher Änderungen. Im Fokus steht die Frage, wie die neuen rechtlichen Optionen die Wirtschaftlichkeit einer Mehrfachnutzung beeinflussen, um die Wirksamkeit der gesetzten Anreize für die Marktaktivierung der Heimspeicher zu bewerten und das daraus entstehende techno-ökonomische Potenzial für den privaten Prosumer aufzuzeigen. Dazu wird die nachstehend beschriebene Vorgehensweise und Gliederung gewählt.

Nach der Einleitung in Abschnitt 1, welche die Motivation und das bislang ungenutzte techno-ökonomische Potenzial von mehrfachgenutzten Heimspeichern darlegt, widmet sich Abschnitt 2 einer fundierten Analyse der rechtlichen Neuerungen zur angestrebten Marktaktivierung der Heimspeicher. Hierbei werden die *Ausschließlichkeits*-, *Abgrenzungs*- und *Pauschaloption* gemäß § 19 EEG sowie die damit verbundenen Regelungen zur Entgeltbefreiung aufgearbeitet. In Abschnitt 3 werden die Simulationsszenarien und das verwendete mathematische Optimierungsmodell zur Bestimmung des Ertrages für den privaten Prosumer detailliert beschrieben. Dabei wird insbesondere auf die Umsetzung der *MiSpeL*-Berechnungsvorgaben gemäß den aktuellen BNetzA-Entwürfen eingegangen. Die Simulationsszenarien unterscheiden sich hierbei hinsichtlich der drei EEG-Optionen, der Systemkonfiguration von Photovoltaiksystem (PVS) und Heimspeicher sowie dem Szenariojahr. Die Vorstellung und Diskussion der Si-

mulationsergebnisse auf Basis historischer Markt- und Preisdaten der Jahre 2023 und 2024 erfolgt in Abschnitt 4, wobei die Bewertung des techno-ökonomischen Potenzials maßgeblich auf Grundlage des resultierenden ökonomischen Gesamtertrags für den Prosumer vorgenommen wird. Abschnitt 5 beinhaltet eine kritische Würdigung der Analyse sowie die Diskussion der Grenzen der Untersuchung und zukünftiger Forschungsrichtungen. Der Beitrag schließt in Abschnitt 6 mit einer Zusammenfassung der gewonnenen Erkenntnisse in Form eines Fazits ab.

2 Anpassungen im rechtlichen Rahmen zur Marktaktivierung der Heimspeicher

§ 19 Abs. 1 EEG gewährt dem Betreiber von „Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden“ (sog. *EE-Anlagen*) einen Anspruch auf die sog. *EEG-Förderung*. Der Begriff *EE-Anlagen* schließt damit Grubengasanlagen ein, obwohl sie keine erneuerbaren Energienquellen einsetzen. Dabei handelt es sich um einen Anspruch gegenüber dem Netzbetreiber auf Marktpremie (MP), Einspeisevergütung (EiV) oder Mieterstromzuschlag für den in der Anlage erzeugten Strom, der in ein Netz der allgemeinen Versorgung oder – hinsichtlich des Mieterstromzuschlags – in eine Kundenanlage [12] eingespeist wird.

Dieser EEG-Förderanspruch (nach § 19 Abs. 1 EEG) bestand bereits nach alter Gesetzeslage (vor der ersten Novellierung des § 19 EEG durch das *Solarpaket I*) gem. § 19 Abs. 3 S. 1 EEG a. F. auch dann, wenn „Strom vor der Einspeisung in ein Netz“ [13] zwischengespeichert wurde. Aufgrund der Regelung des § 3 Nr. 1 Halbs. 2 EEG war lange streitig – wurde jedoch von der BNetzA entsprechend vertreten [14] – ob eine sog. *Mischnutzung*, also die Zwischenspeicherung von Strommengen, die nicht ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen (sog. *Graustrom*), zu einem Verlust der EEG-Fördermöglichkeit des gesamten ausgespeisten Stroms zumindest für das betroffene Kalenderjahr führte [15].

Durch das *Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen* (sog. *Solarspitzengesetz*) vom 25.02.2025 novellierte der Gesetzgeber die EEG-Förderfähigkeit von Stromspeichern umfassend, um eine weitere „Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Teilnahme am Strommarkt und somit die Netz- und Systemintegration des Stroms aus erneuerbaren Energien“ [9] zu ermöglichen.

In § 19 Abs. 3 EEG wird nunmehr erstmals klargestellt, dass der Anspruch auf EEG-Förderung bei vorheriger Zwischenspeicherung des Stroms dem Betreiber des Stromspeichers zusteht. Dies ist insbesondere in Fällen relevant, in denen Erzeugungsanlage und Stromspeicher unterschiedliche Betreiber aufweisen. Anschließend werden drei Optionen der Realisierung eines EEG-Förderanspruchs aufgeführt: die *Ausschließlichkeitsoption* (§ 19 Abs. 3a EEG), die *Abgrenzungsoption* (§ 19 Abs. 3b EEG) und die *Pauschaloption* (§ 19 Abs. 3c EEG). Die Höhe des Förderanspruchs richtet sich nach dem Anspruch, der ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte. Dies ist insbesondere relevant, wenn hinter einer Einspeisestelle mehrere *EE-Anlagen* mit unterschiedlichen Fördersätzen betrieben werden. Abbildung 1 stellt die Optionen anhand eines beispielhaften Haushalts schematisch dar, wobei nur der Netzbezug und die Netzeinspeisung dargestellt sind. Weitergehende Flexibilisierungsmöglichkeiten, etwa durch bidirektionales Laden, sind hier nicht berücksichtigt.

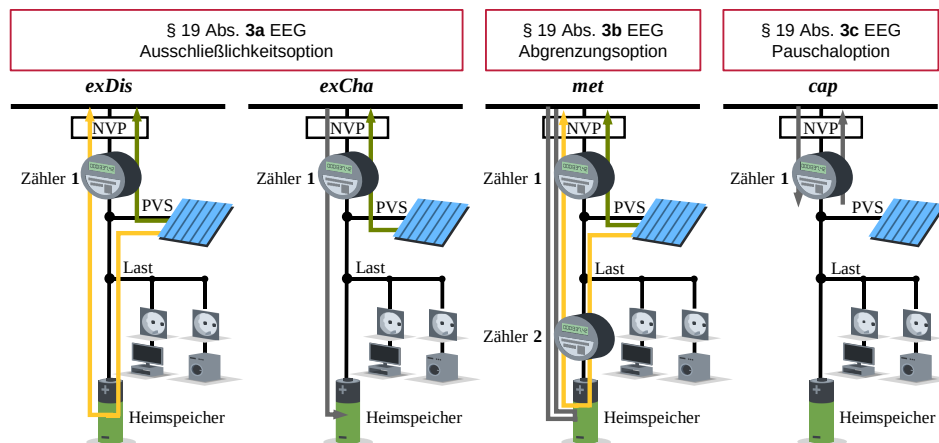


Abbildung 1: Darstellung der rechtlichen Optionen nach § 19 EEG.

Die *Ausschließlichkeitsoption* gewährt – wie bisher – den EEG-Förderanspruch für Stromspeicher, in denen innerhalb eines Kalenderjahres ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energieträgern zwischengespeichert und der Stromspeicher somit gegen Netzbezug gesperrt wird (Szenario *exDis*). Die Möglichkeit des kalenderjährlichen Wechsels gem. Hinweis 2019/1 der BNetzA wird erstmals gesetzlich verankert. Wird innerhalb des Kalenderjahres auch Graustrom zwischengespeichert, besteht kein EEG-Förderanspruch für zwischengespeicherten Strom. Die EEG-Förderung kann dann nur noch für direkt aus der EE-Anlage in das Netz eingespeiste Strommengen beansprucht werden, während der Speicher anderweitig wirtschaftlich genutzt werden kann – etwa zum Einkauf und somit Netzbezug von Strom in Zeiten günstiger Börsenpreise (Szenario *exCha*). Hier ist der Speicher gegen Netzeinspeisung gesperrt, um für den Einspeisefall eine Vermischung von möglicherweise zuvor aus dem Netz bezogener (grauer) Energie mit (grüner) Energie aus der EE-Anlage auszuschließen.

Im Rahmen der *Abgrenzungsoption* ist dagegen auch die Zwischenspeicherung von Graustrom möglich (Szenario *met*). EEG-förderfähig bleibt jedoch weiterhin nur die Strommenge, die aus erneuerbaren Energien stammt. Diese förderfähige Strommenge muss gemessen und nachgewiesen werden. Konkrete Anforderungen hierzu soll die BNetzA bis zum 30.06.2026 durch Festlegungen definieren (§ 85d EEG); vor deren Wirksamkeit ist diese nicht anwendbar (§ 100 Abs. 34 EEG). Die BNetzA bereitet hierzu die Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (sog. *MiSpeL-Festlegung*) vor, deren Eckpunkte im September 2025 zur Konsultation gestellt wurden [16]. Während im Rahmen der *Ausschließlichkeitsoption* alle Fördermöglichkeiten nach § 19 Abs. 1 EEG genutzt werden können, begrenzt § 19 Abs. 3b EEG dies für die *Abgrenzungsoption* auf die MP (§ 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG). Die EE-Anlage muss sich somit in der Direktvermarktung befinden, wobei die damit verbundenen Kosten in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzubeziehen sind. Werden hingegen andere EEG-Fördermöglichkeiten genutzt, bleiben nur unmittelbar aus der EE-Anlage eingespeiste Strommengen förderfähig; zwischengespeicherte Mengen sind ausgeschlossen. Die BNetzA hat in Ziff. 1 des Tenor-Entwurfs zur *MiSpeL-Festlegung* dementsprechend festgehalten, dass die Inanspruchnahme von EEG-Förderung im Rahmen von *Abgrenzungs-* oder *Pauschaloption* (s.u.) die Zuordnung aller *EE-Anlagen*, Stromspeicher und Ladepunkte hinter der Einspeisestelle zur geförderten Direktvermarktung in Form der Marktprämie oder (teilweise) zur ungeförderten sonstigen Direktvermarktung erfordert [17].

Die *Pauschaloption* (Szenario *cap*) ermöglicht schließlich eine pauschale EEG-Förderung in Form der MP für an einer Einspeisestelle erzeugte und in das Netz eingespeiste Strommengen aus PV-Anlagen und Stromspeichern. Der Anspruch ist auf PV-Speicher-Kombinationen beschränkt, die vom selben Betreiber betrieben werden und bei denen die PV-Anlagen über eine installierte Leistung von höchstens 30 kW_p verfügen. Förderfähig ist die insgesamt an dieser Einspeisestelle eingespeiste Strommenge, begrenzt auf 500 kWh pro Kalenderjahr je installierter kW_p der PV-Anlage(n). Auch diese Option steht unter Festlegungsvorbehalt (§ 100 Abs. 34 EEG) sowie unter dem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt der EU-Kommission (§ 101 Abs. 1 EEG). Die erforderliche Genehmigung wurde bislang nicht erteilt.

Zur Vermeidung einer „Verunreinigung“ der Bilanzierung vollständig förderfähiger Strommengen verlangt § 20 S. 2 EEG, dass die gesamte eingespeiste Strommenge an einer Einspeisestelle, an der die *Abgrenzungs-* oder *Pauschaloption* genutzt wird, in einem gesonderten (Unter-)Bilanzkreis bilanziert wird, der ausschließlich (teilweise) förderfähige Strommengen enthält [9]. Werden in diesem Bilanzkreis andere Strommengen bilanziert, bleibt dies nur unschädlich, sofern der Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter hierfür nicht verantwortlich ist.

Zudem wurde § 21 EnFG novelliert. KWKG- und Offshore-Netzumlage für aus dem Netz entnommene und zwischengespeicherte Strommengen sind gem. § 21 Abs. 1 EnFG bei Rückspeisung ins Netz saldierungsfähig. So soll vermieden werden, dass Umlagen doppelt, einmal bei Zwischenspeicherung und dann erneut im Rahmen des Letztverbrauchs nach Rückspeisung in das Netz und (erneuter) Netzentnahme anfallen. Für Stromspeicherverluste verringert sich der Anspruch auf Zahlung der oben genannten Umlagen ebenfalls auf Null (§ 21 Abs. 2 EnFG). Bei Wahl der *Pauschaloption* greift die Umlagenbefreiung in dem Umfang, in dem für die an dieser Einspeisestelle eingespeiste Strommenge kein Anspruch auf EEG-Förderung nach der *Pauschaloption* besteht (§ 21 Abs. 4a EnFG). Aufgrund dieser pauschalen Umlagenbefreiung kommt eine gesonderte Berechnung der Umlagenbefreiung für Stromspeicherverluste (§ 21 Abs. 2 EnFG) nicht in Betracht. Für den Aufschlag für besondere Netznutzung gelten die Regelungen des § 21 EnFG über den Verweis in § 19 Abs. 2, S. 16 StromNEV entsprechend. Die Anforderungen an die Saldierungsfähigkeit von Strommengen zur Reduzierung von Umlagen sollen ebenfalls im Rahmen der geplanten *MiSpeL-Festlegung* konkretisiert werden (§ 62 Abs. 2 EnFG).

Weitere Anpassungen des § 19 EEG betreffen die Gleichstellung von Ladepunkten und Stromspeichern im Rahmen der *Abgrenzungs-* und *Pauschaloption* (§ 19 Abs. 3 S. 5 EEG). Stromverbrauch und -erzeugung über Elektrofahrzeuge werden dem Ladepunkt zugerechnet. Damit soll auch bidirektionales Laden EEG-

förderfähig werden. Eine solche Gleichstellung enthält § 21 Abs. 3 EnFG bzgl. der Saldierungsfähigkeit von KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage sowie Aufschlag für besondere Netznutzung.

Die Novellierung des § 19 EEG gilt auch für Strom aus Bestandsanlagen. Es ist jedoch erforderlich, entsprechende Marktprozesse zu etablieren und die Festlegungen der BNetzA sowie die Genehmigung der EU-Kommission abzuwarten (§ 100 Abs. 34 EEG). Zudem werden viertelstundenscharfe Lastgangmessungen notwendig, um die genannten Optionen umsetzen zu können, weshalb intelligente Messsysteme auch auf Haushaltsebene erforderlich werden [18].

Bei Vorhandensein eines intelligenten Messsystems fallen Anlagen, die nach Inkrafttreten des *Solarspitzengesetzes* (25.02.2025) in Betrieb genommen wurden, auch bei einer Leistung von weniger als 100 kW_p unter die Regelung des § 51 EEG, wonach in Zeiten negativer Spotmarktpreise kein EEG-Förderanspruch für eingespeiste Strommengen besteht. Der förderfähige Zeitraum verlängert sich für betroffene Anlagen um die Zeiträume negativer Spotmarktpreise (§ 51a EEG). Betreiber älterer Anlagen können die Anwendung der § 51 und § 51a EEG freiwillig erklären. Im Gegenzug erhöht sich der anzulegende Wert für die Anlage um 0,6 ct/kWh, wodurch der Förderanspruch in förderfähigen Zeiträumen entsprechend steigt (§ 100 Abs. 47 EEG). Über den Verweis in § 19 Abs. 3 EEG auf den EEG-Förderanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG gelten diese Regelungen auch für Speicher, sodass keine Umgehung durch vorherige Zwischenspeicherung des erzeugten Stroms möglich ist.

Neben den Verbesserungen bei der EEG-Förderung nach § 19 EEG bemüht sich der Gesetzgeber, einen verstärkten Einsatz der Zwischenspeicherung, insbesondere zur Speicherung von aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen und (nach Rückumwandlung) in dieses zurückgespeisten Strommengen, zu ermöglichen, indem Doppelbelastungen des Stroms – für Zwischenspeicherung und danach erneut bei Entnahme zum Letztverbrauch – reduziert werden. Zu diesem Zweck novellierte der Gesetzgeber bereits § 21 EnFG (s.o.). Im Dezember 2025 folgten Regelungen zur Stromsteuer (§ 5 Abs. 4 StromStG) und zu Netzentgelten (§ 118 Abs. 6 S. 3 EnWG) bei Zwischenspeicherung von Strom.

§ 5 Abs. 4 StromStG regelt, dass Stromspeicher, in denen Strom durch Versorger zwischengespeichert und aus denen dieser Strom durch Versorger in ein Versorgungsnetz eingespeist wird, insoweit als Teile dieses Versorgungsnetzes gelten, wodurch im Rahmen der Zwischenspeicherung keine Netzentnahme erfolgt und keine Stromsteuer entsteht, so dass eine Doppelbelastung im Rahmen einer späteren Entnahme zum Letztverbrauch vermieden wird. Im Kontext von Heimspeichern dürfte der Betreiber allerdings nur in den seltensten Fällen Versorger i.S.d. Stromsteuerrechts sein. Zudem bleibt Strom, der ohne Zwischenspeicherung stromsteuerbefreit wäre, auch nach Rückumwandlung im Verhältnis zur insgesamt zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommenge stromsteuerfrei. Soweit Stromspeicher nicht als Teil des Versorgungsnetzes gelten und versteuerter Strom zwischengespeichert wird, soll der Strom nach Rückumwandlung und Entnahme (am Ort des Stromspeicherbetriebs) im Verhältnis zur insgesamt zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommenge nicht erneut der Besteuerung unterliegen [21].

§ 118 Abs. 6 S. 1, 3 EnWG wurde – durch Änderung des Wortes „wenn“ in ein „soweit“ – dahingehend novelliert, dass Stromspeicher, die (nur) anteilig Strom aus dem Netz entnehmen und zeitversetzt (nach Rückumwandlung) wieder in dasselbe Netz zurückspeisen, bzgl. dieser Strommengen für 20 Jahre von den Entgelten für den Netzzugang befreit sind, sofern die Inbetriebnahme des Stromspeichers vor dem 4. August 2029 erfolgte. Dementsprechend ist nunmehr auch die anteilige Rückspeisung in das Netz und anteilige Realisierung der Netzentgeltbefreiung möglich, ohne durch Stromverbrauch des zwischengespeicherten Stroms am Standort das gesamte Privileg zu gefährden [11]. Ebenfalls eingefügt wurde ein Verweis auf § 21 EnFG, sodass dort vorgenommene Regelungen, u.a. zur Gleichstellung von Stromspeichern und Ladepunkten, auch im Kontext des § 118 Abs. 6 EnWG greifen sollen.

Im Ergebnis besteht – nach Inkrafttreten der *MiSpEL-Festlegung* – die Möglichkeit zur anteiligen EEG-Förderung und zur Reduktion von Umlagen (KWKG- und Offshore-Umlagen, Aufschlag für besondere Netznutzung), Stromnetzentgelten und Stromsteuer (für Heimspeicher mangels Versorgerstatus derzeit i.d.R. nicht realisierbar) auch bei nur anteiliger Zwischenspeicherung von Strom aus *EE-Anlagen* im Rahmen der *Abgrenzungs-* und der *Pauschaloption*. Für Konzessionsabgaben bestehen keine vergleichbaren gesetzlichen Saldierungsregeln. Sollte ein Kunde Privilegierungen im Rahmen der Konzessionsabgabe – als Sondervertragskunde – realisieren können (§ 2 Abs. 4, 7 KAV), könnten sich diese auch auf zur Zwischenspeicherung entnommene Strommengen erstrecken.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass die derzeitige EEG-Förderung von der EU-Kommission beihilferechtlich nur bis Ende 2026 genehmigt ist und eine Anschlussregelung entwickelt werden muss. Erste Ansätze hierzu finden sich im Konzept *Strommarktdesign der Zukunft* des ehemaligen BMWK [22]. Zudem greifen die Regelungen zu Netzentgelt- und Umlagebefreiungen, insbesondere auch die geplante *MiSpEL-Festlegung*, der zukünftigen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik – z.B. durch die geplante AgNES-Festlegung der BNetzA [19] – nicht vor [20].

3 MiSpeL-Szenarien und Modellierung

Die Untersuchungsgrundlage dieser Arbeit für die Mehrfachnutzung von BESS bilden ausschließlich Heimspeicher. Die in Abschnitt 3.1 beschriebenen Simulationsszenarien leiten sich aus den zuvor dargestellten rechtlichen Erläuterungen und Optionen des § 19 EEG ab (vgl. auch Abbildung 1). Die Methodik zur Ermittlung des techno-ökonomischen Potenzials aus den Simulationsszenarien sowie die zugrundeliegenden MiSpeL-Berechnungsvorgaben werden in Abschnitt 3.2 vorgestellt.

3.1 Szenarien

Die nachfolgend dargestellten Szenarien variieren entsprechend der Erläuterungen in Abschnitt 2 hinsichtlich der Berechnung der anteiligen EEG-Förderung und der Möglichkeiten zur Reduktion der diversen Umlagen, Stromnetzentgelten und Stromsteuer für die saldierungsfähige Netzeinspeisung und damit zwischengespeicherte und zurückgespeiste Energie aus dem Heimspeicher in das Stromnetz. Die Reduktion dieser Strompreisbestandteile wird im Folgenden als Abgabenbefreiung zusammengefasst.

Die *Ausschließlichkeitsoption* wird in zwei Szenarien und unter Berücksichtigung von zwei EEG-Förderansprüchen (EiV und MP) simuliert: Szenario *exCha*, bei dem das Laden des BESS erlaubt (auch mit Netzstrom), jedoch die Netzeinspeisung aus dem BESS gesperrt ist; und Szenario *exDis*, bei dem der Netzbezug für den BESS gesperrt ist, jedoch die Einspeisung ausschließlich von EEG-Strom erlaubt ist. In diesen Szenarien besteht keine Möglichkeit der Saldierung der Netzeinspeisung oder Abgabenbefreiung.

Die *Abgrenzungsoption* wird im Szenario *met* simuliert. Das Szenario *met* bildet die gegenwärtige Rechtslage ab und sieht eine Saldierung nach § 21 EnFG, resultierend in dem Entfall der KWKG-, Offshore und Aufschlag für besondere Netznutzung sowie die Saldierung der Netzentgelte nach § 118 Abs. 6 EnWG für zwischengespeicherte und anschließend in dasselbe Netz zurückgespeiste Energie vor. Als Abgaben verbleiben die Stromsteuer, auf Grund des fehlenden Versorgerstatus des Betreibers von Heimspeichern (vgl. dazu Erläuterungen zu § 5 Abs. 4 StromStG in Abschnitt 2) und die Konzessionsabgabe. Wird die zwischengespeicherte Energie vor Ort, also im Prosumer Haushalt verbraucht, fallen diese Abgaben nicht erneut an. Eine Ausnahme von der Konzessionsabgabe für Heimspeicher wie in [5] angenommen ist theoretisch möglich; jedoch betrifft dies nur Sondervertragskunden was im Kontext von Privathaushalten als unwahrscheinlich angenommen wird. Das der *Abgrenzungsoption* zu Grunde liegende Messkonzept sieht einen zweiten Zähler vor, für welchen Kosten in Höhe von 50 € pro Jahr angenommen werden.

Zudem wird die *Pauschaloption* im Szenario *cap* simuliert. Hier wird für die saldierungsfähige Netzeinspeisung die gleiche Abgabenbefreiung wie im Falle der *Abgrenzungsoption* (Szenario *met*) angenommen, sodass ebenfalls die Stromsteuer und die Konzessionsabgabe verbleiben.

Als Referenz dient das Szenario *su* mit Einfachnutzung von PVS und Heimspeicher. Für dieses Referenzszenario sowie die Szenarien der *Ausschließlichkeitsoption* werden zusätzlich im Falle des EEG-Förderanspruchs der EiV zwei Optionen für den anzulegenden Wert in Zeiträumen negativer Spotmarktpreise simuliert: der Entfall der EiV bei Berücksichtigung von anzulegenden Werten kleiner null ($AW < 0$: Ja), wie mit dem *Solarspitzengesetz* eingeführt und die Nichtberücksichtigung möglicher anzulegender Werte kleiner null, sodass eine marktpreisunabhängige EiV gezahlt wird ($AW < 0$: Nein).

3.2 Modellierung und Berechnungsvorgaben

Die Auswirkungen der Novellierung des § 19 EEG auf das techno-ökonomische Potenzial stationärer Heimspeicher werden auf Grundlage der zuvor beschriebenen Simulationsszenarien und mithilfe eines mathematischen Optimierungsmodells mit einem täglich rollierenden Horizont für die dynamische, anwendungsbezogene Mehrfachnutzung analysiert. Dafür wurde das in [4] vorgestellte und validierte Modell um eine zusätzliche virtuelle Partition für mittels der EE-Anlage bzw. des PVS eigenerzeugte Energie ergänzt. Abbildung 2 stellt diese Erweiterung und zu Grunde liegende virtuelle Partitionen sowie durch die verschiedenen Anwendungen induzierte Leistungsflüsse in der Mehrfachnutzung des Heimspeichers dar. Die Modellierung über virtuelle Partitionen ermöglicht eine präzise bilanzielle Trennung zwischen „grauer“ Energie (BTM- und FTM-Partition) und „grüner“ Energie (EE-Partition). Ein Energieaustausch zwischen den Partitionen ist modellseitig ausgeschlossen. Dieses Konzept der virtuellen Partitionierung stellt zum gegenwärtigen Zeitpunkt kein rechtlich bindendes Messkonzept dar, sondern dient als methodisches Hilfsmittel zur Abbildung der regulatorischen Anforderungen [5]. Die für die techno-ökonomische Bewertung benötigten Jahresenergiemengen werden mittels der MiSpeL-Berechnungsvorgaben (vgl. für *Abgrenzungs-* [23] und für *Pauschaloption* [24]; Stand 17.09.2025) der BNetzA ermittelt.

Ziel des Optimierungsmodells ist die Maximierung des Ertrags für den privaten, häuslichen Prosumer. Hierzu werden die Anwendungen Eigenverbrauchserhöhung (Self-Consumption Increase, SCI), Handel auf

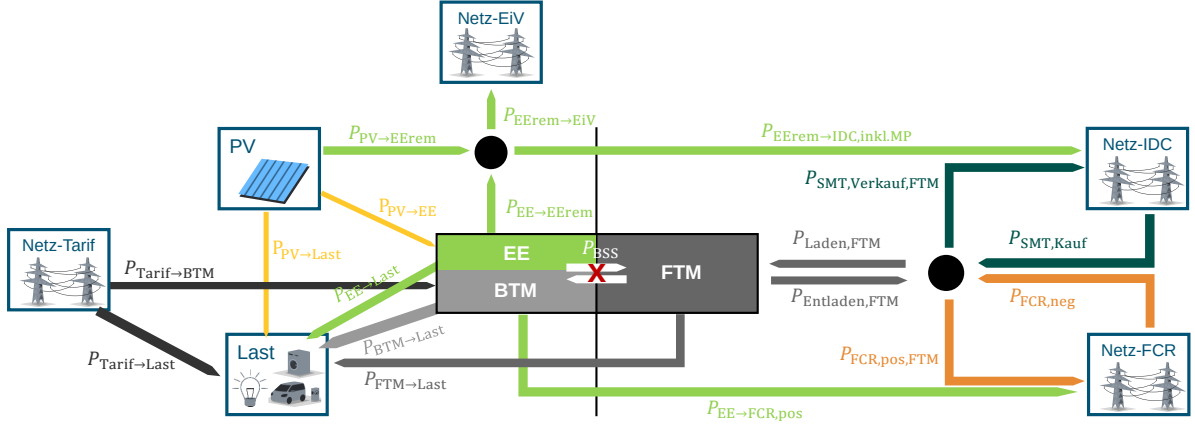


Abbildung 2: Darstellung der virtuellen Partitionen (EE, BTM und FTM) und zugehöriger Leistungsflüsse in der Mehrfachnutzung des Heimspeichers.

dem kontinuierlichen Intraday-Markt (Intraday Continuous Trading, IDC) sowie Primärregelleistungsbereitstellung (Frequency Containment Reserve, FCR) bedient. Die Summe der Erlöse der einzelnen Anwendungen ergibt den resultierenden Prosumer-Gesamtertrag $\mathbb{P}_{\text{Prosumer}}$. Die Analyse fokussiert sich folglich auf das operative Ergebnis. Investitions- oder Wartungskosten für Hardwarekomponenten für PVS und Heimspeicher werden nicht berücksichtigt, um die regulatorischen Auswirkungen des § 19 EEG isoliert zu bewerten. Die dargestellte Größe entspricht somit einem jährlichen Deckungsbeitrag aus der Anlagenoperation. Zykluskosten werden nicht berücksichtigt. Der Prosumer-Gesamtertrag errechnet sich anhand der nachfolgenden Formel 1.

$$\mathbb{P}_{\text{Prosumer}} = \sum_t \mathbb{P}_{\text{EE}}^t + \mathbb{P}_{\text{FCR}}^t + \mathbb{P}_{\text{IDC}}^t - \mathbb{C}_{\text{Netzeinspeisung}}^t - \mathbb{C}_{\text{Netzbezug}}^t - \mathbb{C}_{\text{Metering}}^t \quad (1)$$

Die Erlöse der EEG-Vergütung $\mathbb{P}_{\text{EE}}$ berechnen sich hierbei auf Basis der Jahresenergiemengen der förderfähigen Netzeinspeisung (vgl. für *Abgrenzungsoption* Formel 27 in [23] und für *Pauschaloption* Formel 11 in [24]) und der zu Grunde liegenden MP bzw. EiV. Die Erlöse aus dem IDC-Handel $\mathbb{P}_{\text{IDC}}$ und der FCR-Bereitstellung $\mathbb{P}_{\text{FCR}}$ resultieren unmittelbar aus dem Optimierungsmodell. $\mathbb{C}_{\text{Metering}}$ bildet potenzielle zusätzliche Messkosten ab, welche in den Untersuchungen ausschließlich für den in der *Abgrenzungsoption* benötigten zweiten Zähler anfallen. Die in der Formel 1 aufgeführten Kosten für die saldierungsfähige Netzeinspeisung $\mathbb{C}_{\text{Netzeinspeisung}}$ berechnen sich gemäß der nachfolgenden Formel 2:

$$\mathbb{C}_{\text{Netzeinspeisung}} = \sum_J E_{\text{saldiirt}} \cdot \mathbb{C}_{\text{Saldierung}} \cdot (1 + \text{USt}) \quad (2)$$

Die dargestellte Jahresenergiemenge der saldierungsfähigen Netzeinspeisung E_{saldiirt} berechnet sich hierbei in Abhängigkeit der gewählten Option entsprechend der durch die MiSpeL-Berechnungsvorgaben vorgegebenen Formeln (vgl. für *Abgrenzungsoption* Formel 11 in [23] und für *Pauschaloption* Formel 4 in [24]). Für die *Ausschließlichkeitsoption* (Szenarien *exDis* und *exCha*) besteht keine Möglichkeit einer saldierungsfähigen Netzeinspeisung, sodass die Jahresenergiemenge E_{saldiirt} stets null beträgt. Der Kostenparameter $\mathbb{C}_{\text{Saldierung}}$ umfasst die szenarioabhängig (vgl. Abschnitt 3.1) variierenden anfallenden Abgaben für die saldierungsfähige Netzeinspeisung.

Die in der Formel 1 aufgeführten Kosten für den gesamten Netzbezug $\mathbb{C}_{\text{Netzbezug}}$ ergeben sich anhand nachfolgender Formel 3, wobei $\mathbb{C}_{\text{Tarif-GP}}$ die Kosten für den Grundpreis des Strombezugstarifes angeben und $\mathbb{C}_{\text{Tarif-Besch.}}$ die Kosten für Beschaffung und Vertrieb des Arbeitspreises. Die vollständige Aufschlüsselung des angenommenen Strompreises inklusiver aller Abgaben ist in Tabelle 1 aufgeführt.

$$\mathbb{C}_{\text{Netzbezug}} = \mathbb{C}_{\text{Tarif-GP}} + \left(\sum_J E_{\text{Tarif}} \cdot \mathbb{C}_{\text{Tarif-Besch.}} + \sum_J E_{\text{Netzbezug}} \cdot \mathbb{C}_{\text{Abgaben}} \right) \cdot (1 + \text{USt}) \quad (3)$$

Diese in den MiSpeL-Berechnungsvorgaben als umlagebelasteter Netzbezug bezeichnete Jahresenergiemenge $E_{\text{Netzbezug}}$ errechnet sich individuell in Abhängigkeit der gewählten Option (vgl. für *Abgrenzungsoption* Formel 16 in [23] und für *Pauschaloption* Formel 5 in [24]). Für diese Arbeit wird angenommen, dass dieser mit allen Abgaben belastet wird. Daher wird im folgenden der Begriff abgabenbelasteter Netzbezug (vgl. insbesondere Tabelle 3) verwendet. Der zugehörige Kostenparameter $\mathbb{C}_{\text{Abgaben}}$

umfasst daher Stromsteuer, Netzentgelte, Konzessionsabgabe sowie alle Umlagen (KWKG- und Offshore-Umlagen, Aufschlag für besondere Netznutzung).

Im Weiteren wird angenommen, dass für den abgabenbelasteten Netzbezug und die saldierungsfähige Netzeinspeisung ein Umsatzsteuersatz von 19 % anfällt. Für die förderfähige Netzeinspeisung fällt keine Umsatzsteuer an, da angenommen wird, dass die umsatzsteuerlichen Pflichten auf den Käufer übergehen.

Es wird ein beispielhafter Prosumer Haushalt mit einer durchschnittlichen Systemkonfiguration modelliert. Die zugehörigen Simulationsparameter sind in der Tabelle 1 dargestellt. Der Ladevorgang des Elektrofahrzeugs erfolgt stets ungesteuert, bidirektionales Laden ist nicht möglich. Hinsichtlich der EEG-Förderung wird unterstellt, dass der Prosumer, d. h. sein PVS sowie der Heimspeicher bzw. der erzeugte PV-Strom, in Abhängigkeit der gewählten Option nach § 19 EEG sowohl für die EiV als auch für die Direktvermarktung mit MP in Betracht kommt. Für die Höhe der EiV wird stets unter Berücksichtigung der Dimensionierung des PVS eine Inbetriebnahme im ersten Monat des betrachteten Simulationsjahres angenommen.

Tabelle 1: Simulationsparameter des privaten Prosumer Haushaltes

Parameter	Wert
Gesamtenergiebedarf inkl. Elektrofahrzeug	6595 kWh
Leistung des PVS	[7,5; 10] kW _p
Leistung des BESS	[5; 7,5; 10] kW
Verhältnis Leistung zu Kapazität BESS	1:1
Gesamtwirkungsgrad BESS	87,6 %
Selbstentladung	4 %/(kWh·d)
Statischer Stromtarif (inkl. Abgaben und USt)	33,88 ct/kWh; Grundpreis 50,40 €/a
Davon (ct/kWh): Besch. 15,58; Netzentg. 7,48; Stromst. 2,05; Konz. 1,99; Offshore 0,59; StromNEV 0,42; KWKG 0,36	

Die Simulationen basieren auf einem Zeithorizont von einem Jahr unter der Annahme idealer Prognosen. Als Datengrundlage dienen historische Markt- und Preisdaten der Jahre 2023 und 2024. Aus der Variation dieser Simulationsjahre, der systemseitigen Dimensionierung von PVS und Heimspeicher sowie der Berücksichtigung der verschiedenen Optionen nach § 19 EEG resultieren multiple Simulationsszenarien für den privaten Prosumer, die im folgenden Kapitel hinsichtlich des techno-ökonomischen Potenzials untersucht werden.

4 Auswertung des techno-ökonomischen Potenzials mehrfachgenutzter Heimspeicher

Die im Folgenden dargestellten wirtschaftlichen Erträge des Prosumers resultieren aus Simulationen und Berechnungen mit dem zuvor erläuterten mathematischen Optimierungsmodell. Zunächst werden in Abschnitt 4.1 die Ergebnisse in Abhängigkeit der drei EEG-Optionen für verschiedene Dimensionierungen des PVS und Heimspeichers eines Prosumer Haushaltes auf Basis von Marktdaten des Jahres 2024 vorgestellt. Anschließend erfolgt in Abschnitt 4.2 eine detaillierte Auswertung der finanziellen Kennzahlen für die Dimensionierung von PVS und Heimspeicher mit den höchsten Erträgen des Jahres 2024. Abschließend wird in Abschnitt 4.3 eine Auswertung der Gesamtszenarien für das Jahr 2023, auch vor dem Hintergrund der Übertragbarkeit der Aussagen von 2024, durchgeführt.

4.1 Gesamtergebnisse für das Simulationsjahr 2024

Die infolge der simulierten unterschiedlichen Auslegungen von PVS und Heimspeicher sowie der gewählten EEG-Option resultierenden Erträge sind in Tabelle 2 dargestellt. Das Szenario su_1 , die Einfachnutzung zur Eigenverbrauchsmaximierung mit der EiV dient als Referenzszenario. Entsprechend der gesetzlichen Vorgaben in § 19 EEG sind für die *Ausschließlichkeitsoption* EEG-Vergütung mittels EiV und MP möglich. Eine Angabe von $AW < 0$ mit „Nein“ bzw. $AW < 0$ nicht berücksichtigt bedeutet, dass trotz eines anzulegenden Wertes kleiner null bzw. negativen Preisen auf dem Day-Ahead Spotmarkt eine EiV gezahlt wird. Somit wird hier eine Inbetriebnahme vor Inkrafttreten des Solarspitzengesetzes zum 25.02.2025 simuliert.

Ein Vergleich der beiden Szenarien der Einfachnutzung mit der alleinigen Anwendungen zur Eigenverbrauchserhöhung su_1 und su_2 zeigt, dass einem Prosumer zwischen 5–10 % Ertrag entgehen, wenn seine

Tabelle 2: Simulierte Gesamterträge nach EEG-Option, installiertem PVS und Heimspeicher für 2024

2024		<i>su</i> ₁	<i>su</i> ₂	<i>exCha</i> ₁	<i>exCha</i> ₂	<i>exCha</i> ₃	<i>exDis</i> ₁	<i>exDis</i> ₂	<i>exDis</i> ₃	<i>met</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung		EiV	EiV	EiV	EiV	MP	EiV	EiV	MP	MP	MP
AW<0		Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja
10 kW _p / 10 kW(h)	Ertrag	-707 €	-645 €	-431 €	-367 €	-392 €	-571 €	-518 €	-496 €	165 €	223 €
	Δ _{abs.}	0 €	+61 €	+275 €	+340 €	+315 €	+136 €	+189 €	+211 €	+871 €	+929 €
	Δ _{rel.}	0 %	+9 %	+39 %	+48 %	+45 %	+19 %	+27 %	+30 %	+123 %	+131 %
10 kW _p / 7,5 kW(h)	Ertrag	-770 €	-698 €	-520 €	-450 €	-486 €	-662 €	-597 €	-604 €	-119 €	-48 €
	Δ _{abs.}	0 €	+73 €	+250 €	+321 €	+285 €	+109 €	+173 €	+166 €	+652 €	+722 €
	Δ _{rel.}	0 %	+9 %	+32 %	+42 %	+37 %	+14 %	+22 %	+22 %	+85 %	+94 %
10 kW _p / 5 kW(h)	Ertrag	-864 €	-778 €	-639 €	-559 €	-614 €	-781 €	-704 €	-745 €	-414 €	-325 €
	Δ _{abs.}	0 €	+85 €	+224 €	+304 €	+249 €	+82 €	+159 €	+119 €	+449 €	+538 €
	Δ _{rel.}	0 %	+10 %	+26 %	+35 %	+29 %	+10 %	+18 %	+14 %	+52 %	+62 %
7,5 kW _p / 5 kW(h)	Ertrag	-1076 €	-1023 €	-848 €	-797 €	-827 €	-1009 €	-961 €	-976 €	-623 €	-589 €
	Δ _{abs.}	0 €	+54 €	+228 €	+279 €	+249 €	+68 €	+116 €	+100 €	+453 €	+487 €
	Δ _{rel.}	0 %	+5 %	+21 %	+26 %	+23 %	+6 %	+11 %	+9 %	+42 %	+45 %

EiV abhängig ist von den AW<0-Zeiten. Der Entfall der EEG-Vergütung bei negativen Börsenpreisen wird unabhängig davon als systemisch sinnvoll bewertet.

Zudem zeigt sich in den Szenarien der *Ausschließlichkeitsoption*, dass ein optimierter Betrieb mit zusätzlicher Anwendung des IDC den Nachteil der AW<0-Zeiten ausgleichen kann. Dies gelingt trotz der szenariospezifischen Einschränkungen des Heimspeichers (Szenario *exCha* nur Laden aus Netz; Szenario *exDis* nur Entladen ins Netz). Ein weiterer Vergleich der Szenarien untereinander zeigt, dass Szenarien mit der marktpreisunabhängigen EiV *exCha*₂ und *exDis*₂ hier zu besseren Ergebnissen als bei Verwendung der MP in *exCha*₃ und *exDis*₃ führen. Das MP-Modell erzielt in den Szenarien *exCha*₃ bzw. *exDis*₃ höhere Erträge als unter Einbeziehung von EiV und der Berücksichtigung von AW<0-Zeiten in den Szenarien *exCha*₁ bzw. *exDis*₁. Für Neuanlagen kann die Direktvermarktung mit MP-Modell somit eine sinnvolle Alternative sein, da diese seit dem Solarspitzenengesetz in Zeiten negativer Preise (AW<0-Zeiten) grundsätzlich keine EiV mehr erhalten.

Insgesamt führen die Szenarien *exCha*_{1–3} aufgrund der Möglichkeit, Energie mittels IDC-Handel kostengünstig zu beschaffen bzw. aus dem Netz zu laden, zu besseren Ergebnissen als in *exDis*_{1–3}. Die finanziellen Erträge, die aus der Einspeisung von zwischengespeicherter „grüner“ Energie aus dem Heimspeicher in den *exDis*-Szenarien resultieren, fallen gegenüber dieser kostengünstigeren Beschaffung geringer aus. Dies spiegelt sich in einer Steigerung des Profits für *exCha* zwischen 21 und 48 % bzw. 228 bis 340 € wider. Im Vergleich dazu fällt die Steigerung des Profits für *exDis* mit 6 bis 30 % bzw. 68 bis 211 € deutlich geringer aus.

Bei einem Vergleich der Szenarien *met* und *cap* gilt es zu beachten, dass das Optimierungsmodell die jeweiligen Einsatzfahrpläne der Heimspeicher für die *Abgrenzungs-* und *Pauschaloption* identisch berechnet, da die gleichen Beschränkungen und Nebenbedingungen gelten. Die Abweichungen in den Erträgen resultieren lediglich aus der optionsabhängigen Energiemengenbestimmung mittels der MiSpeL-Berechnungsvorgaben. Der höchste Ertrag wird stets im Szenario *cap* erzielt. Bei der Dimensionierung von 10 kW_p / 10 kW(h) ist gemäß der Simulationen sogar ein positiver Jahresertrag möglich. Hier wird also trotz des Verbrauchs im Haushalt und durch das Elektroauto durch die Vermarktung von PVS und Heimspeicher ein jährlicher Gewinn erzielt. Werden die Erträge der *Abgrenzungsoption* um die Kosten für den zusätzlichen Zähler bereinigt, zeigt sich, dass die bereinigten Erträge von *met* relativ nah an den Erträgen von *cap* liegen. Im Fall der Dimensionierung 10 kW_p / 10 kW(h) stehen beispielsweise 214 € für *met* (bereinigt um Zählerkosten i.H.v. 50 €) einem Ertrag von 223 € für *cap* gegenüber. Dennoch liefert die *Pauschaloption* auch bei einer Bereinigung um die Zählerkosten, mit Ausnahme des Szenarios 7,5 kW_p / 5 kW(h), geringfügig bessere Gesamterträge für den privaten Prosumer.

Diese Verhältnisse lassen sich weiter auf Basis der nach den MiSpeL-Berechnungsvorgaben (vgl. dazu Abschnitt 3.2) ermittelten Jahresenergiemengen der förderfähigen und saldierungsfähigen Netzeinspeisung sowie des abgabenbelasteten Netzbezuges erklären, welche in Tabelle 3 dargestellt sind. Bei gleicher Dimensionierung des PVS und Heimspeichers wird in der *Abgrenzungsoption* auf Basis der exakten mess-

technischen Erfassung stets eine höhere förderfähige Netzeinspeisung ermittelt. Aus der *Pauschaloption* und Anwendung zugehöriger Pauschalen resultieren jedoch stets die höhere saldierungsfähige Netzeinspeisung sowie der geringere abgabenbelastete Netzbezug. Die saldierungsfähige Netzeinspeisung und der abgabenbelastete Netzbezug stehen in einem direkten Verhältnis, je größer die saldierungsfähige Menge ist, desto kleiner ist der abgabenbelastete Netzbezug, wobei 0 das Minimum ist (vgl. Formelhinweis in Abschnitt 3.2). Der Kostenvorteil einer höheren saldierungsfähigen Netzeinspeisung (Abgaben von 4,04 ct/kWh) gegenüber einem geringeren abgabenbelasteten Netzbezug (Abgaben von 12,89 ct/kWh) beträgt 8,85 ct/kWh ohne USt. Der finanzielle Wert bzw. die damit einhergehenden Einsparungen dieser beiden Energiemengen übersteigen die Mehreinnahmen aus der förderfähigen Netzeinspeisung und führen somit zu einem (geringfügig, wenn zählerkostenbereinigt) besseren Ergebnis in der *Pauschaloption*.

Tabelle 3: Nach MiSpeL-Berechnungsvorgaben ermittelte Jahresenergiemengen für 2024

2024		<i>met</i>	<i>cap</i>	$\Delta_{cap-met}$
10 kW_p / 10 kW(h)	Förderfähige Netzeinspeisung	3960 kWh	3609 kWh	−351 kWh
	Saldierungsfähige Netzeinspeisung	682 kWh	1348 kWh	666 kWh
	Abgabenbelasteter Netzbezug	3458 kWh	3107 kWh	−351 kWh
10 kW_p / 7,5 kW(h)	Förderfähige Netzeinspeisung	4204 kWh	3706 kWh	−498 kWh
	Saldierungsfähige Netzeinspeisung	549 kWh	1330 kWh	781 kWh
	Abgabenbelasteter Netzbezug	3540 kWh	3031 kWh	−509 kWh
10 kW_p / 5 kW(h)	Förderfähige Netzeinspeisung	4503 kWh	3804 kWh	−699 kWh
	Saldierungsfähige Netzeinspeisung	420 kWh	1392 kWh	972 kWh
	Abgabenbelasteter Netzbezug	3684 kWh	2942 kWh	−742 kWh
7,5 kW_p / 5 kW(h)	Förderfähige Netzeinspeisung	2920 kWh	2786 kWh	−134 kWh
	Saldierungsfähige Netzeinspeisung	395 kWh	641 kWh	246 kWh
	Abgabenbelasteter Netzbezug	3945 kWh	3939 kWh	−6 kWh

Im Weiteren zeigt eine Analyse des Einflusses der variierenden Dimensionierungen des Heimspeichers bei konstantem PVS von 10 kW_p, dass je größer die Diskrepanz von PVS und Heimspeicher, desto stärker weichen die Energiemengen $\Delta_{cap-met}$ voneinander ab. Für beide steigt durch den kleineren Heimspeicher die förderfähige Netzeinspeisung. In der *Abgrenzungsoption* vergrößert sich jedoch der abgabenbelastete Netzbezug je kleiner der Heimspeicher, wohingegen er sich in der *Pauschaloption* verkleinert. Der steigende Kostenvorteil der *Pauschal-* gegenüber der *Abgrenzungsoption* bei größerer Diskrepanz von PVS und Heimspeicher zeigt sich auch im Gesamtertrag, wie die Differenz der relativen Steigerungen ($\Delta_{rel.}$) verdeutlicht: 10 kW(h) +8 %; 7,5 kW(h) +9 %; 5 kW(h) +10 %.

Die Analyse des Einflusses einer gesteigerten Dimensionierung des PVS (7,5 kW_p auf 10 kW_p) bei konstantem Heimspeicher von 5 kW(h) zeigt zudem, dass sich das Energiemengenverhältnis ökonomisch deutlich zugunsten der *Pauschaloption* verschiebt. Die saldierungsfähige Netzeinspeisung fällt deutlich größer und der abgabenbelastete Netzbezug entsprechend geringer aus. Dies spiegelt sich auch im Gesamtertrag wider, wie die Differenz der relativen Steigerungen ($\Delta_{rel.}$) verdeutlicht: 7,5 kW_p: +3 %; 10 kW_p: +10 %. Für größere PVS ergibt sich in der *Pauschaloption* somit nachweislich ein Vorteil durch den verringerten abgabenbelasteten Netzbezug.

Zwar führt die Anwendung der MiSpeL-Berechnungsvorgaben für die untersuchten Dimensionierungen im Jahr 2024 zu signifikanten Unterschieden bei den berechneten Energiemengen für die förderfähige und saldierungsfähige Netzeinspeisung sowie den abgabenbelasteten Netzbezug. Die daraus resultierenden ökonomischen Unterschiede werden jedoch durch die Kostenvorteile der *Pauschaloption* beim Messkonzept, bedingt durch den Wegfall des zweiten Zählers, überkompensiert. Somit ist insgesamt eine Steigerung des jährlichen Ertrages gegenüber der Einfachnutzung bei Anwendung der *Abgrenzungsoption* im Szenario *met* um 42 % bis 123 % (453 € bis 871 €) sowie in der *Pauschaloption* im Szenario *cap* um 45 % bis 131 % (487 € bis 929 €) möglich.

4.2 Detaillierte Analyse der Best-Case-Konfiguration im Simulationsjahr 2024

Tabelle 4 schlüsselt die finanziellen Kennzahlen und jährlichen Erträge in Abhängigkeit der EEG-Optionen für einen beispielhaften Prosumer mit einer Systemkonfiguration von 10 kW_p PVS und 10 kWh Leistung bzw. 10 kWh Kapazität auf Basis der Marktdaten für das Jahr 2024 detailliert auf. Die zugehörigen Energiemengen wurden bereits zuvor in Tabelle 3 aufgeführt. Die Übersicht verdeutlicht die signifikante Ertragssteigerung durch die *Pauschal-* und *Abgrenzungsoption*, deren detailliert aufgeführte

Kosten- und Erlösstrukturen sich schlussendlich zum ökonomischen Gesamtertrag $\mathbb{P}_{\text{Prosumer}}$ summieren (inkl. 50 € zusätzlicher Zählerkosten in der *Abgrenzungsoption*).

Tabelle 4: Detaillierte Kosten und Erträge in Abhängigkeit der EEG-Optionen mit 10kW_p PVS und 10kW(h) Heimspeicher für das Jahr 2024

Szenario	su_1	su_2	$exCha_1$	$exCha_2$	$exCha_3$	$exDis_1$	$exDis_2$	$exDis_3$	met	cap
EEG-Vergütung	EiV	EiV	EiV	EiV	MP	EiV	EiV	MP	MP	MP
AW<0	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja
$\mathbb{C}_{\text{Netzbezug}}$	1069 €	1069 €	313 €	313 €	313 €	1104 €	1104 €	1104 €	816 €	762 €
$\mathbb{C}_{\text{Netzeinspeisung}}$	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	32 €	65 €
$\mathbb{P}_{\text{EEG}}$	362 €	424 €	308 €	380 €	187 €	260 €	320 €	185 €	157 €	144 €
$\mathbb{P}_{\text{FCR}}$	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	702 €	702 €
$\mathbb{P}_{\text{IDC}}$	0 €	0 €	-426 €	-434 €	-266 €	273 €	266 €	423 €	204 €	204 €
$\mathbb{P}_{\text{Prosumer}}$	-707 €	-645 €	-431 €	-367 €	-392 €	-571 €	-518 €	-496 €	165 €	223 €
EFC	211	195	456	447	488	282	270	372	478	478
EVQ	40 %	40 %	39 %	39 %	40 %	39 %	39 %	39 %	38 %	38 %

Die Spalte $\mathbb{C}_{\text{Netzbezug}}$ umfasst sowohl die aus dem Energiebezug über den statischen Stromtarif entstehenden Kosten, also Beschaffungskosten, sowie den abgabebelasteten Netzbezug, auf den alle Steuern, Entgelte, Umlagen und die Umsatzsteuer anfallen. Die Spalte $\mathbb{C}_{\text{Netzeinspeisung}}$ quantifiziert die Kosten der saldierungsfähigen Netzeinspeisung, berechnet auf Basis der verbliebenen Abgaben auf die zwischengespeicherte und anschließend zurückgespeiste Energie. In den Szenarien der *Ausschließlichkeitsoption* besteht keine Möglichkeit für Saldierung der Netzeinspeisung. Die Spalte $\mathbb{P}_{\text{EEG}}$ umfasst die aus der EiV bzw. MP resultierende EEG-Vergütung und erzielt den zweithöchsten Einzelerlös (Szenario su_2). Die Spalte $\mathbb{P}_{\text{FCR}}$ stellt die möglichen Erlöse der FCR Anwendung dar, welche den höchsten Einzelerlös (Szenarien met und cap) erzielt. In den Szenarien der *Ausschließlichkeitsoption* ist keine Bereitstellung von FCR und somit kein Erlös möglich, da die FCR-Erbringung symmetrisch erfolgen muss und der Heimspeicher hier jeweils gegenüber Netzbezug oder -einspeisung gesperrt ist. Die Spalte $\mathbb{P}_{\text{IDC}}$ beziffert den Erlös aus dem IDC-Handel und stellt den dritthöchsten Einzelerlös (Szenario $exDis_2$) dar. Die IDC-Anwendung dient im Prosumer-Haushalt jedoch nicht ausschließlich der Ausnutzung von Preis-Spreads, sondern auch als Alternative zum regulären Energiebezug über den Stromtarif für den Endverbrauch. Die damit angestrebte Senkung der Kosten für $\mathbb{C}_{\text{Netzbezug}}$ wird insbesondere durch den negativen Erlös bzw. die Kosten für IDC in den Szenarien $exCha_{1-3}$ ersichtlich.

Beim Vergleich der Kosten für die *Abgrenzungs-* und *Pauschaloption* werden die zuvor beschriebenen Verhältnisse nochmals deutlich. Im Szenario der *Pauschaloption* führt die größere Energiemenge der saldierungsfähigen Netzeinspeisung zwar zu höheren Kosten für $\mathbb{C}_{\text{Netzeinspeisung}}$, jedoch ist die Kostenersparnis der dadurch unmittelbar geringeren Kosten $\mathbb{C}_{\text{Netzbezug}}$ größer. Dies kann die *Abgrenzungsoption* auch nicht durch die höheren Profite aus $\mathbb{P}_{\text{EEG}}$ kompensieren. Wobei weiterhin die zusätzlichen Zählerkosten in der *Abgrenzungsoption* maßgeblich sind. Die Erträge der Anwendungen FCR $\mathbb{P}_{\text{FCR}}$ und IDC $\mathbb{P}_{\text{IDC}}$ sind für die *Abgrenzungs-* und *Pauschaloption* identisch, da das mathematische Optimierungsmodell für beide Optionen denselben Einsatzfahrplan für den Heimspeicher berechnet.

Bei Betrachtung der Erlöse aus der EEG-Vergütung $\mathbb{P}_{\text{EEG}}$ ist zu erkennen, dass in den Szenarien der *Ausschließlichkeitsoption*, in denen beide EEG-Vergütungsmodelle möglich sind, die EiV stets zu höheren Erlösen für $\mathbb{P}_{\text{EEG}}$ führt als die reine Marktprämie. Hierbei gilt jedoch zu beachten, dass die Erlöse, die aus dem Verkauf der eigenerzeugten EE-Energie über IDC entstehen, in $\mathbb{P}_{\text{IDC}}$ inkludiert und nur die reine Marktprämie in $\mathbb{P}_{\text{EEG}}$ ausgewiesen ist.

In der vorliegenden Prosumer-Konfiguration wird der höchste ökonomische Gesamtertrag $\mathbb{P}_{\text{Prosumer}}$ im Szenario cap erzielt. Da der Gesamtertrag positiv ist, ist ein Gewinn aus dem Anlagenbetrieb des Prosumers möglich. Die messtechnisch komplexer umzusetzende *Abgrenzungsoption* im Szenario met liefert ebenfalls vielversprechende Ergebnisse.

Im Weiteren sind die technischen Kennzahlen Efficient Full Cycles (EFC, Effiziente Vollzyklen) und die Eigenverbrauchsquote (EVQ) aufgeführt. Mit einer Erhöhung des Erlöses bzw. Nutzung der Anwendungen für FCR und IDC geht eine Erhöhung der im Jahr genutzten Vollzyklen des Heimspeichers einher. Szenarienabhängig wird die jährliche Anzahl der EFC sogar mehr als verdoppelt. Vor dem Hintergrund einer angenommenen kalendarischen Lebensdauer von 10 bis 15 Jahren sind die dadurch erreichten EFC jedoch weiterhin unbedenklich. In den Szenarien $exCha$ resultieren die erhöhten EFC daraus, dass im

Optimierungsmodell über den IDC gekaufte Energie stets zunächst in die FTM-Partition des Heimspeichers geladen wird, bevor sie im Haushalt verbraucht werden kann. Die Eigenverbrauchsquote sinkt trotz verstärkter marktlicher Nutzung der Flexibilität des Heimspeichers über alle Szenarien nicht signifikant gegenüber der Einfachnutzung in *su*, was die Vereinbarkeit von SCI und Marktteilnahme unterstreicht.

4.3 Gesamtergebnisse und Vergleich für das Simulationsjahr 2023

Die simulierten Erträge für das Jahr 2023 werden in Tabelle 5 dargestellt. Um eine konsistente Bewertung der regulatorischen Effekte zu ermöglichen, wird für das Jahr 2023 der gleiche statische Stromtarif wie für 2024 angenommen.

Tabelle 5: Simulierte Gesamterträge nach EEG-Option, installiertem PVS und Heimspeicher für 2023

2023		<i>su</i> ₁	<i>su</i> ₂	<i>exCha</i> ₁	<i>exCha</i> ₂	<i>exCha</i> ₃	<i>exDis</i> ₁	<i>exDis</i> ₂	<i>exDis</i> ₃	<i>met</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung		EiV	EiV	EiV	EiV	MP	EiV	EiV	MP	MP	MP
AW<0		Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja
10 kW_p / 10 kW(h)	Ertrag	-663 €	-637 €	-418 €	-397 €	-416 €	-539 €	-524 €	-511 €	-5 €	32 €
	$\Delta_{\text{abs.}}$	0 €	+26 €	+246 €	+266 €	+248 €	+125 €	+139 €	+152 €	+658 €	+695 €
	$\Delta_{\text{rel.}}$	0 %	+4 %	+37 %	+40 %	+37 %	+19 %	+21 %	+23 %	+99 %	+105 %
10 kW_p / 7,5 kW(h)	Ertrag	-722 €	-690 €	-501 €	-477 €	-504 €	-621 €	-602 €	-607 €	-235 €	-181 €
	$\Delta_{\text{abs.}}$	0 €	+32 €	+221 €	+245 €	+218 €	+101 €	+120 €	+115 €	+487 €	+541 €
	$\Delta_{\text{rel.}}$	0 %	+4 %	+31 %	+34 %	+30 %	+14 %	+17 %	+16 %	+68 %	+75 %
10 kW_p / 5 kW(h)	Ertrag	-811 €	-773 €	-612 €	-585 €	-628 €	-731 €	-706 €	-736 €	-481 €	-401 €
	$\Delta_{\text{abs.}}$	0 €	+38 €	+199 €	+227 €	+184 €	+80 €	+106 €	+75 €	+330 €	+411 €
	$\Delta_{\text{rel.}}$	0 %	+5 %	+24 %	+28 %	+23 %	+10 %	+13 %	+9 %	+41 %	+51 %
7,5 kW_p / 5 kW(h)	Ertrag	-1038 €	-1014 €	-841 €	-824 €	-845 €	-976 €	-962 €	-971 €	-698 €	-685 €
	$\Delta_{\text{abs.}}$	0 €	+24 €	+197 €	+214 €	+194 €	+62 €	+76 €	+67 €	+340 €	+353 €
	$\Delta_{\text{rel.}}$	0 %	+2 %	+19 %	+21 %	+19 %	+6 %	+7 %	+6 %	+33 %	+34 %

Hinsichtlich der Referenzszenarien erzielt *su*₂ durch die marktpreisunabhängige EiV auch 2023 konsistent geringere Verluste als *su*₁. Der absolute Vorteil fällt jedoch etwas geringer aus als im Jahr 2024. Bei den Szenarien der *Ausschließlichkeitsoption* bestätigt sich die Rangfolge des Vorjahres: Die Szenarien *exCha* schneiden besser ab als *exDis*, wobei *exCha*₂ (EiV ohne AW<0-Regelung) die ökonomisch attraktivste Option innerhalb dieser Gruppe darstellt. Die relativen Verbesserungen gegenüber der Referenz erreichen dabei Werte von bis zu 40 %, was das hohe Niveau von 2024 bestätigt.

Im Vergleich der Optionen nach der MiSpeL-Festlegung bestätigt sich im Jahr 2023 das bereits für 2024 beobachtete Bild einer Vorteilhaftigkeit der *Pauschaloption*. Das Szenario *cap* erzielt in allen untersuchten Dimensionierungen den höchsten Gesamtertrag und übertrifft das Szenario *met* konsistent. Dies ist, analog zu 2024, auf die Einsparung der zusätzlichen Messkosten sowie das vorteilhafte Verhältnis von saldierungsfähiger Netzeinspeisung zu abgabenbelastetem Netzbezug zurückzuführen. Die *Pauschaloption* dominiert somit in beiden betrachteten Jahren unabhängig von der spezifischen Anlagendimensionierung. Aufgrund der im Vergleich zu 2024 ungünstigeren Marktbedingungen wird die Profitabilitätsschwelle im Jahr 2023 jedoch kaum überschritten. Lediglich in der größten Anlagenkonfiguration (10 kW_p PVS / 10 kWh Heimspeicher) verzeichnet das Szenario *cap* einen positiven Jahresertrag von 32 €, während *met* mit -5 € knapp unter der Gewinnschwelle bleibt.

Zusammenfassend bestätigt die Auswertung für das Jahr 2023 die Robustheit der Ergebnisse. Wenngleich das absolute Ertragsniveau niedriger ausfällt als 2024, erweist sich die Mehrfachnutzung in allen Szenarien als vorteilhaft gegenüber der Einfachnutzung, wobei die *Pauschaloption* die höchsten ökonomischen Anreize setzt.

5 Kritische Würdigung und Ausblick

Die vorliegende Untersuchung unterliegt methodischen Einschränkungen, die bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen sind. Die Bewertung basiert auf Marktdaten der Jahre 2023 und 2024. Da die Erlöspotenziale am Regelenenergiemarkt und im Intraday-Handel stark von der allgemeinen Marktvolatilität abhängen, ist eine direkte Übertragbarkeit in andere Jahre nur bedingt möglich. Der generelle ökonomische Vorteil, der sich gegenüber einem Prosumer-Haushalt mit PVS, jedoch ohne Heimspeicher ergibt, wurde in dieser Betrachtung nicht explizit quantifiziert. Zudem wurde im Optimierungsmodell eine ideale Prognosegüte unterstellt. Reale Prognoseungenauigkeiten bei Preis- und Lastverläufen können tendenziell zu geringeren realisierbaren Erträgen führen. Außerdem wird über die IDC Anwendung bezogene Energie stets im Heimspeicher zwischengespeichert, bevor sie im Haushalt endgültig verbraucht wird, wodurch im Modell ertragsmindernde Effizienzverluste auftreten. Es wurden keine zusätzlichen Kosten für die Direktvermarktung von PVS und Heimspeicher angenommen. Hinsichtlich der *Abgrenzungsoption* wurde für die zusätzlichen Messkosten ein konservativer Ansatz von 50 € für den zweiten Zähler gewählt. In Abhängigkeit von der konkreten technischen Umsetzung der *MiSpeL-Festlegung* könnten diese Aufwände in der Praxis höher ausfallen. Zudem beruhen die Berechnungen auf einem statischen Stromtarif für den Prosumer und einem ungesteuerten Ladevorgang des Elektrofahrzeugs, wodurch zusätzliche Flexibilitätspotenziale innerhalb des Haushalts im Modell unberücksichtigt bleiben.

Zukünftige Untersuchungen sollten die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber einer größeren Bandbreite an Systemdimensionierungen von PVS und Heimspeicher betrachten. Besonderes Augenmerk gilt der Analyse der Kostenentwicklung, insbesondere im Hinblick auf potenziell steigende Messkosten. Darüber hinaus sollten die Effekte einer Erweiterung der Saldierung um die Stromsteuer untersucht werden, um quantitative Argumente für eine mögliche gesetzgeberische Klarstellung zur Einbeziehung von Heimspeichern in die Neuregelungen des § 5 Abs. 4 StromStG zu liefern. Ebenso sollten die EEG-Optionen daraufhin überprüft werden, ob systemische Fehlanreize bestehen, die eine strategische Deklaration von Strommengen als saldierungsfähige Netzeinspeisung zu Lasten der förderfähigen Netzeinspeisung begünstigen, um von potenziell höheren Abgabenbefreiungen im Vergleich zur EEG-Vergütung zu profitieren [25]. Abschließend sollte die Einbindung bidirektionaler Ladepunkte für Elektrofahrzeuge in die Betrachtung aufgenommen werden, um das Flexibilitätspotenzial ganzheitlich zu bewerten.

6 Fazit

Die vorliegende Arbeit untersuchte das techno-ökonomische Potenzial der Mehrfachnutzung von stationären Heimspeichersystemen vor dem Hintergrund der rechtlichen Neuregelungen durch das Solarstromeinspeisungsgesetz 2025 sowie der *MiSpeL-Festlegung* der BNetzA. Während die gegenwärtig zumeist übliche Betriebsweise der Eigenverbrauchserhöhung das Potenzial dieser Heimspeicher unzureichend ausschöpft, zielen die Novellierungen in § 19 EEG und § 21 EnFG darauf ab, die rechtliche Grundlage für eine Markttaktivierung von Speichern zu schaffen. Flankiert wird dieses Ziel durch die in § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG neu gefasste Regelung zur anteiligen Netzentgeltbefreiung für zwischengespeicherte Energie.

Die Simulationsergebnisse auf Basis der Marktdaten von 2023 und 2024 verdeutlichen, dass alle untersuchten EEG-Optionen der Mehrfachnutzung den ökonomischen Gesamtertrag für den Prosumer gegenüber der Einfachnutzung zur Eigenverbrauchsmaximierung (Referenzszenario su_1) steigern können. Den signifikantesten Mehrwert für die untersuchten Heimspeicher bietet dabei die *Pauschaloption* gemäß § 19 Abs. 3c EEG (Szenario *cap*). Zwar führt die Anwendung von Pauschalen zu rechnerischen Abweichungen bei den förderfähigen Energiemengen, jedoch wird dieser Effekt insbesondere durch das vorteilhafte Verhältnis von höherer saldierungsfähiger Netzeinspeisung zu geringerem abgabenbelasteten Netzbezug überkompensiert. Dieser spezifische Kostenvorteil (in diesen Szenarien 8,8 ct/kWh) führt in Kombination mit dem vereinfachten Messkonzept (Entfall Kosten für zusätzlichen Zähler) dazu, dass die *Pauschaloption* einen höheren Gesamtertrag als die exakte Messung generiert. Punktueller Sensitivitätsanalysen konnten zudem zeigen, dass insbesondere Systeme mit einer im Verhältnis zur Heimspeicherkapazität hohen PVS-Dimensionierung überproportional profitieren, da sich bei ihnen das Energiemengenverhältnis noch deutlicher zugunsten der *Pauschaloption* verschiebt. Unabhängig von der Systemkonfiguration wurden hier konsistent die höchsten Gesamterträge erzielt. Bei einer Systemkonfiguration von 10 kW_p Photovoltaikleistung und 10 kWh Speicherkapazität konnte im Jahr 2024 die Profitabilitätsschwelle für den Anlagenbetrieb überschritten und ein Gewinn realisiert werden, während dies im Jahr 2023 aufgrund ungünstigerer Marktbedingungen nur knapp möglich war.

Die *Abgrenzungsoption* nach § 19 Abs. 3b EEG (Szenario *met*) ermöglicht zwar durch die präzise messtechnische Erfassung eine exakte Abrechnung der Energiemengen und ebenfalls eine weitreichende Ab-

gabenbefreiung. Die zusätzlichen Kosten für den zweiten Zähler schmälern jedoch, trotz konservativer Annahme von 50 €, den wirtschaftlichen Vorteil für Heimspeicher so weit, dass diese in allen untersuchten Szenarien hinter der *Pauschaloption* zurückbleibt. Die *Ausschließlichkeitsoption* nach § 19 Abs. 3a EEG (Szenario *exDis* und *exCha*) ermöglicht zwar keine FCR-Erbringung, da keine Leistung symmetrisch bereitgestellt werden kann, bietet aber dennoch bei der Optimierung mittels IDC-Handel Ertragssteigerungen von bis zu 40 % gegenüber der Einfachnutzung. Insbesondere die Variante der Sperrung des Heimspeichers gegen Einspeisung zum Ermöglichen eines netzseitigen Ladens (Szenario *exCha*) zeigte hierbei Vorteile. Die praktische Relevanz dieser Option im Hinblick auf eine Vermarktung von PVS und Heimspeichern ist jedoch fragwürdig. Als maßgeblicher Erlöstreiber innerhalb der Mehrfachnutzung wurde übergreifend die Bereitstellung von FCR identifiziert, gefolgt von der EEG-Vergütung und dem IDC. Technisch führt die Mehrfachnutzung zu einer deutlichen Erhöhung der EFC des Heimspeichers, was die zyklische Alterung beeinflusst, vor dem Hintergrund der kalendarischen Alterung jedoch als unkritisch zu bewerten ist. Wesentlich ist zudem die Erkenntnis, dass die EVQ durch die zusätzliche marktliche Nutzung der Flexibilität des Heimspeichers nicht signifikant sinkt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der deutsche Gesetzgeber mit § 19 Abs. 3 bis 3c EEG, § 21 EnFG, § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG und § 5 Abs. 4 StromStG (erst nach gesetzgeberischer Klarstellung auf Heimspeicher anwendbar) sowie der kommenden *MiSpeL-Festlegung* wirksame Anreize für die Marktintegration von Heimspeichern geschaffen hat. Die neuen rechtlichen Optionen, vor allem die *Pauschaloption* durch ihre administrative Einfachheit und reduzierte Messanforderungen, senken die Barrieren für eine ökonomisch attraktive Vermarktung von Heimspeichern im Sinne einer Mehrfachnutzung und fördern somit die Bereitstellung notwendiger Flexibilität für ein klimaneutrales Energiesystem. Zukünftige Untersuchungen sollten die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber weiteren Systemdimensionierungen, der Erweiterung der Saldierung um die Stromsteuer, veränderten Messkosten sowie die Einbindung bidirektionaler Ladepunkte für Elektrofahrzeuge detaillierter betrachten.

Danksagung Diese Forschungsarbeit wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und den Projektträger Jülich im Rahmen des Forschungsprojekts mit dem Förderkennzeichen 03EN3105B (C2T) gefördert. Zusätzlich danken wir für die Unterstützung durch das Niedersächsische Ministerium für Wissenschaft und Kultur unter dem Förderkennzeichen ZN4462 (TEN.efzn) im Rahmen des „Niedersächsischen Vorab“ bzw. „zukunft.niedersachsen“ der VolkswagenStiftung sowie dem Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN). Für den Inhalt dieser Veröffentlichung sind ausschließlich die Autoren verantwortlich. Dieser Beitrag spiegelt nicht die Meinung eines Projektkonsortiums wider.

Literatur

- [1] J. Figgener, C. Hecht, D. Haberschusz *et al.*: *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 unter: <https://battery-charts.rwth-aachen.de/battery-charts> (abgerufen am 01.11.2025).
- [3] H. Wagner, M. Lüdecke, A. Scheunert, C. Wegkamp, B. Engel und H. Weyer: *Technical and legal analysis of the grid-serving multi-use of battery storage systems for prosumers*, in: *Proc. 22nd Wind and Solar Integration Workshop (WIW 2023)*, Kopenhagen, Dänemark, 2023, S. 205–213, doi: 10.1049/icp.2023.2739.
- [4] H. Wagner, M. Ferk und B. Engel: *Mathematical Optimization Model for the Application-Based Multi-Use of Residential Prosumer Battery Storage Systems*, in: *Proc. 2024 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Kuching, Malaysia, 2024, S. 571–579, doi: 10.1109/iSPEC59716.2024.10892539.
- [5] H. Wagner, M. Ferk, A. Scheunert, B. Engel und H. Weyer: *Behind-the-Meter and Front-of-the-Meter Applications in the Multi-Use of Residential Battery Storage Systems Considering the Legal Framework in Germany*, in: *Proc. NEIS 2024: Conf. Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, Deutschland, 2024, doi: 10.30420/566464022.
- [6] F. Schmidtke, A. Fatemi, T. Offergeld *et al.*: *On multi-use applications unlocking behind-the-meter flexibility for grid-serving services*, in: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Bd. 158, Art.-Nr. 109920, 2024, doi: 10.1016/j.ijepes.2024.109920.
- [7] F. Schmidtke, C. Ziegenrucker, A. Fatemi *et al.*: *Stacking Grid and System Services by Multi-Use Operation of Battery Energy Storage Systems*, in: *Proc. 2023 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Muğla, Türkei, 2023, S. 1–6, doi: 10.1109/SEST57387.2023.10257566.
- [8] F. Schmidtke, C. Ernst, S. Kortmann *et al.*: *Multi-Use Operation of Aggregated Battery Energy Storage*

- Systems*, in: *2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Turin, Italien, 2024, S. 1–6, doi: 10.1109/SEST61601.2024.10694054.
- [9] Deutscher Bundestag: *Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen*, BT-Drs. 20/14235, 17.12.2024.
 - [10] Bundesnetzagentur: *Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) – Eckpunkte zur Konsultation*, Az. 618-25-02, vom 17.09.2025.
 - [11] Deutscher Bundestag: *Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Gesetzes zur Fortentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften*, BT-Drs. 21/2793, 12.11.2025.
 - [12] P. Salje: *Erneuerbare-Energien-Gesetz: EEG, Kommentar*, 10. Aufl., Köln 2023.
 - [13] Deutscher Bundestag: *Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Entwurf eines Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom*, BT-Drs. 18/12355, 17.05.2017.
 - [14] Bundesnetzagentur: *Hinweis 2019/1 – EE-Stromspeicher: Registrierungspflichten, Amnestie, Förderung und Abgrenzung*, Version 1.1, vom 19.12.2019.
 - [15] H. Weyer, A. Scheunert und J. Schlüpmann: *Das neue Ausschließlichkeitsprinzip der Stromspeicherung (Teil 1)*, in: *EnWZ* 2024, S. 408–414.
 - [16] Bundesnetzagentur (BNetzA): *Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) – Konsultation von Eckpunkten*, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/start.html (abgerufen am 26.01.2026).
 - [17] Bundesnetzagentur (BNetzA): *Entwurf des Tenors für die Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten*, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/DL/Tenor.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (abgerufen am 26.01.2026).
 - [18] P. Stratmann: *Wie wecken wir Heimspeicher aus dem Dornröschenschlaf?*, Dezember 2024, online unter: <https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/241210-Speicher-Ende-des-Dornroeschenschlafs.pdf> (abgerufen am 26.01.2026).
 - [19] Bundesnetzagentur (BNetzA): *Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)* [GBK-25-01-1#3], online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/AgNes/start.html (abgerufen am 26.01.2026).
 - [20] Bundesnetzagentur (BNetzA): *Konsultation von Eckpunkten: Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) – Az. 618-25-02*, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/DL/Konsultation.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (abgerufen am 26.01.2026).
 - [21] Deutscher Bundestag: *Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes*, BT-Drs. 21/1866, 29.09.2025.
 - [22] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): *Strommarktdesign der Zukunft, Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem*, August 2024, online unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf> (abgerufen am 07.01.2026).
 - [23] Bundesnetzagentur: *Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) – Eckpunkte zur Konsultation, Entwurf der Anlage 1: Abgrenzungsoption*, Stand vom 17.09.2025, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/DL/Anlage1.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (abgerufen am 26.01.2026).
 - [24] Bundesnetzagentur: *Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) – Eckpunkte zur Konsultation, Entwurf der Anlage 2: Pauschaloption*, Stand vom 17.09.2025, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/DL/Anlage2.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (abgerufen am 26.01.2026).
 - [25] V. Regener, P. Vollmuth, J. Hilpert et al.: *Neue Netzentgelt-Privilegien für Speicheranlagen und Ladepunkte – Stehen die Befreiungen auf dünnem Eis?*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE), 19.12.2025, online unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/neue-netzentgelt-privilegien-fuer-speicheranlagen-und-ladepunkte-stehen-die-/befreiungen-auf-duennem-eis/> (abgerufen am 26.01.2026).