

ErSiFlex-VZ: Erneuerbare Stromerzeugung, Preissignal und Flexibilität im Verteilnetz der Zukunft

Friederike Reisch
Jan-Timo Meyer
Matthias Zander

Im Auftrag von:



In Zusammenarbeit mit:



31.05.2026

Inhaltsverzeichnis

1.	Hintergrund und Zielsetzung	4
2.	Stand der Forschung und Einordnung des Status quo	6
2.1	Haushaltsnahe Flexibilitäten im deutschen Kontext.....	6
2.2	Dynamische Stromtarife in Europa.....	7
2.3	Erkenntnisse zu den Auswirkungen dynamischer Tarife auf Flexibilitätsnutzung und Netzbelastung.....	8
2.4	Tarife als Kundensignal und als energiewirtschaftliches Integrationsmodell.....	9
3.	Simulative Untersuchung	11
3.1	Methodik und Szenarien	11
3.1.1	Untersuchungsraum und zeitliche Abgrenzung	12
3.2	Datenbasis und Abbildung der Haushalte	12
3.3	Tarifannahmen und Preissignale	13
3.4	Abbildung unterschiedlicher Managementformen	13
	Szenario mit niedriger HEMS-Durchdringung	13
	Referenzszenario	13
	Szenario mit hoher HEMS-Durchdringung	14
	highPV Szenarien	14
3.5	Verschobene Energiemenge.....	15
4.	Ergebnisse	15
4.1	Einordnung der methodischen Reichweite	18
5.	Zusammenfassung und Fazit	19
	Literaturverzeichnis	20
	Anhang	24
	Herkunft der Szenariodaten	24
	Netztopologie	24
	Durchdringung EV 2035.....	24

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (rein elektrisch betrieben)
BK	Bilanzkreis
HEMS	Heim Energiemanagement System
EV	Elektrofahrzeug (allgemein, inkl. BEV und Plug-in-Hybrid)
HPC	High Power Charging (Schnellladeinfrastruktur mit hoher Ladeleistung)
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MaStR	Marktstammdatenregister (zentrales Register für Energieanlagen in Deutschland)
MiD	Mobilität in Deutschland (bundesweite Erhebung zum Verkehrsverhalten)
MW	Megawatt (Einheit Leistung)
MWh	Megawattstunde (Einheit Energie)
OEDB	Open Energy Database (offene Datenplattform für Energiesystemdaten)
PPA	Power Purchase Agreement (langfristiger Stromliefervertrag)
PV	Photovoltaik
RLI	Reiner Lemoine Institut
SOC	State of Charge (Ladezustand eines Batteriespeichers)
TCO	Total Cost of Ownership (Gesamtkosten über die Lebensdauer eines SystHEMS)
ToU	Time of Use (zeitabhängiger Stromtarif mit festen Zeitfenstern)
TWh	Terawattstunde (Einheit Energie)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzbezug und Netzeinspeisung im Referenz-Szenario für das Netz1	16
Abbildung 2: Netzbezug und Netzeinspeisung im Referenz-Szenario für das Netz2	16

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen zur Verbreitung der für die Flexibilitätsbetrachtung relevanten Technologien.....	6
Tabelle 2: Übersicht der in der EU relevanten Tariftypen und deren Verbreitung in ausgewählten Ländern (Quellen: ACER, 2025; ACER & CEER, 2024; European Commission, 2021; Dabrowski, 2020).....	8
Tabelle 3: Flexibilitätsbewirtschaftung	10
Tabelle 4: Merkmale der definierten Szenarien	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Tabelle 5: Kennzahlen der modellierten Verteilnetze	15
Tabelle 6: Vergleich der Szenarien für Netz1	17
Tabelle 7: Vergleich der Szenarien für Netz2	17

1. Hintergrund und Zielsetzung

Die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität sowie der Ausbau dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung verändern die Last- und Einspeisestrukturen in den Verteilnetzen. Insbesondere Photovoltaikanlagen auf Wohngebäuden, stationäre Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen erhöhen die Zahl haushaltsnaher Anlagen, deren Betrieb zeitlich flexibel gestaltet werden kann. Damit wächst einerseits das Potenzial, Stromverbrauch und Stromerzeugung besser aufeinander abzustimmen. Andererseits steigt das Risiko neuer Gleichzeitigkeitseffekte im Verteilnetz (Agora Energiewende, 2024; Stute & Klobasa, 2024).

Ein zentrales Instrument, um die Flexibilität zu aktivieren, sind dynamische Stromtarife. Mit der Richtlinie (EU) 2019/944 wurde deren Einführung auf europäischer Ebene regulatorisch verankert (Directive (EU) 2019/944, 2024). In Deutschland regelt §41a EnWG die Umsetzung. Das Gesetz verpflichtet Energieversorger seit dem 1. Januar 2025 unter bestimmten Voraussetzungen, dynamische Stromtarife anzubieten (EnWG §41a, 2025). Damit verbindet die Politik die Erwartung, dass Haushalte ihren Stromverbrauch stärker an Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung und niedriger Börsenpreise anpassen. Daraus sollen sinkende Systemkosten, eine bessere Integration erneuerbarer Energien und perspektivisch geringere Netzausbaubedarfe resultieren (ACER, 2025; Navidi et al., 2023). Eine belastbare Einschätzung der zu erwartenden Verbrauchsreaktion auf Preissignale ist dabei nicht nur für Netzbetreiber von Bedeutung, sondern ebenso für Stromanbieter, die ihre Beschaffungs- und Tarifstrategien an dem Lastgang ihrer Kund*innen ausrichten müssen.

Ob diese Wirkungen eintreten, und welches Strompreissignal dazu notwendig ist, ist offen. Die bisherige Evidenz aus Europa zeigt ein heterogenes Bild. Dynamische Tarife sind inzwischen in vielen Ländern verfügbar, ihre Verbreitung ist jedoch sehr unterschiedlich und insgesamt begrenzt (ACER, 2025; ACER & CEER, 2024). Zudem zeigen empirische und modellbasierte Studien keine einheitlichen Ergebnisse hinsichtlich ihrer Wirkung auf Lastverschiebung und Netzbelastung. Während einige Arbeiten auf vermehrte Lastspitzen unter kostenoptimierender Steuerung hinweisen, finden andere

keine signifikanten Auswirkungen auf Peak-Lasten oder Netzausbau (Aguilar-Dominguez et al., 2020; Barani et al., 2024; Stute & Klobasa, 2024; Wilczynski et al., 2023).

Ein Grund für diese uneinheitliche Befundlage ist, dass die Wirkung von Preissignalen nicht allein vom Tarif selbst abhängt. Maßgeblich ist, wie viel Flexibilität vorhanden ist und wie diese Flexibilität gesteuert wird. Dies ist von der technischen Ausstattung der Haushalte abhängig. Relevant sind insbesondere die Verfügbarkeit von Photovoltaik, Speichern, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie der Einsatz von Smart Metern und Heim-Energiemanagement-Systemen (HEMS). HEMS ermöglichen es, Erzeugung, Speicherung und Verbrauch innerhalb eines Haushalts koordiniert zu steuern. Ohne automatisierte Steuerung bleibt die Reaktion vieler Haushalte auf variable Preise begrenzt. Dagegen können automatisierte Systeme Lasten in relevantem Umfang verschieben, zugleich aber auch neue Gleichzeitigkeitseffekte erzeugen (Garnache et al., 2022; Hofmann & Lindberg, 2024; VDE FNN, 2022).

Da die Eigenversorgung mittels HEMS stark erhöht werden kann, ist die Verbreitung von HEMS eng mit der Verbreitung von Photovoltaikanlagen und Heimspeichern verknüpft. Für die zukünftige Netzentwicklung ist daher nicht nur relevant, ob dynamische Tarife angeboten werden, sondern auch, in welchem Umfang Haushalte über lokale Erzeugung und koordinierende Steuerung verfügen. Für Deutschland liegen Hinweise auf die wachsende Verbreitung solcher Systeme vor, die tatsächliche Nutzung zur integrierten Steuerung mehrerer Anlagen ist jedoch bislang nur begrenzt dokumentiert (Berg Insight, 2024; Destatis, 2024). Konkrete Zahlen dazu, welcher Anteil der Haushalte bereits heute HEMS nutzt, um EV, Speicher und PV gemeinsam steuern, gibt es nicht. Da sowohl haushaltsnahe Flexibilitäten als auch dynamische Stromtarife in Deutschland bislang nur eine geringe Durchdringung aufweisen, lassen sich ihre Wirkungen im deutschen Verteilnetz empirisch kaum beobachten. Aus diesem Grund wird im Folgenden auch der Blick auf andere europäische Länder gerichtet, in denen dynamische Tarife und Flexibilitäten bereits weiter verbreitet sind, um zu prüfen, welche Lehren sich daraus für den deutschen Kontext ziehen lassen.

Vor diesem Hintergrund verfolgt die vorliegende Studie zwei miteinander verknüpfte Ziele. Erstens wird der Status quo in Deutschland und Europa eingeordnet. Betrachtet werden der Hochlauf relevanter Technologien in Haushalten, die Verbreitung und Ausgestaltung dynamischer Tarife sowie bisherige Erkenntnisse zu deren Auswirkungen auf Flexibilitätsnutzung und Netzbelastung. Zweitens wird anhand von Simulationen untersucht, wie sich unterschiedliche Formen des Managements haushaltsnaher Energieanlagen auf die Nutzung von Flexibilität und auf die Belastung eines Niederspannungsnetzes auswirken.

Im Mittelpunkt der Simulationen steht die Frage, ob eine höhere Durchdringung mit HEMS zu stärker lokal koordiniertem Einsatz von Flexibilität und damit zu geringeren Netzbelastungen führt. Zusätzlich wird untersucht, wie sich eine Erhöhung der lokalen Photovoltaikerzeugung in einem Szenario mit hoher HEMS-Durchdringung auf die Netzbelastung auswirkt. Die zugrunde liegende Hypothese lautet, dass ein stärker lokal koordiniertes Energiemanagement zusätzliche Erzeugung und flexible Lasten netzverträglicher integrieren kann als eine weniger koordinierte Steuerung einzelner Anlagen. Die Studie konzentriert sich auf Haushalte im Verteilnetz. Lasten aus Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen werden nicht betrachtet. Ziel ist nicht eine allgemeine Bewertung dynamischer Tarife, sondern die Untersuchung eines spezifischen Wirkmechanismus, nämlich des Zusammenspiels von Photovoltaik, lokaler Steuerung durch HEMS und flexiblen Haushaltslasten im

Niederspannungsnetz.

2. Stand der Forschung und Einordnung des Status quo

2.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten im deutschen Kontext

Die Relevanz dynamischer Tarife und lokaler Steuerung im Haushaltsbereich hängt wesentlich davon ab, in welchem Umfang flexible und steuerbare Anlagen verbreitet sind. Für Deutschland zeigen die vorliegenden Daten (Tabelle 1) einen deutlichen Hochlauf bei Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen.

Photovoltaik stellt dabei die wichtigste dezentrale Erzeugungstechnologie dar. Neben einer hohen installierten Gesamtleistung entfällt ein bedeutender Anteil der Anlagen auf den Gebäudebereich, häufig verbunden mit einer zunehmenden Eigenverbrauchsorientierung. Gleichzeitig gewinnt die Kombination mit Batteriespeichern an Bedeutung, wodurch Haushalte zunehmend in der Lage sind, Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln.

Parallel dazu kommen zusätzliche Verbraucher im Haushalt dazu: Sowohl Elektrofahrzeuge als auch Wärmepumpen tragen dazu bei, dass ein wachsender Teil des Stromverbrauchs in Haushalten zeitlich verschiebbar wird.

Trotz der schnellen Zunahme dieser Flexibilitätsoptionen fehlen häufig die notwendigen Einheiten zur Steuerung der Lasten. HEMS sind zwar zunehmend verfügbar, werden jedoch bisher nur von einem kleinen Teil der Haushalte genutzt. Die Zahlen weisen auf ein dynamisches Wachstum hin, das jedoch nur eingeschränkt Aussagen darüber zulässt, in welchem Umfang tatsächlich eine integrierte Optimierung von PV, Speicher, Elektrofahrzeug und Wärmepumpe stattfindet.

Die wesentlichen Daten zur aktuellen und prognostizierten Verbreitung der relevanten Technologien sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Insgesamt zeigt sich, dass Haushalte zunehmend sowohl über flexible Lasten als auch über lokale Erzeugung verfügen. Damit gewinnt die Frage an Bedeutung, ob Flexibilität primär auf externe Preissignale reagiert oder lokal koordiniert wird.

Tabelle 1: Übersicht der Daten zur aktuellen und prognostizierten Verbreitung der für die Flexibilitätsbetrachtung relevanten Technologien.

Technologie	Kennzahl	Jahr	Quelle	2035 ¹	Jahr	Quelle
Dach-PV	3,3 Mio. Anlagen, 57 GW	2024	Umweltbundesamt, 2025	207GW ²	2037	BNetzA, 2025
PV + Speicher	ca. 50 % der Anlagen	2025	KfW, 2025			
Batteriespeicher	25 GWh	2025	Strom-Report	149GWh ³	2037	BNetzA,

¹ Gekennzeichnete Werte sind für 2037 angegeben

² Aggregiert aus: Tabelle 25: Installierte Erzeugungsleistung Aufdach-PV je Bundesland, C 2037

³ Tabelle 30: Batteriespeicherkapazität je Szenario, C2037

(Haushalt)						2025
Elektrofahrzeuge	~4 Mio.	2026	KBA	27-28 Mio.	2035	NOW GmbH, 2024
Anteil EV-Bestand	~8 %	2026	KBA	~55 %	2035	Eigene Berechnung, Siehe Anhang
Wärmepumpen	~1,9 Mio.	2024	Open Energy Tracker	13,3	2037	FfE, 2025
HEMS	1,2 Mio	2023	IEE, 2024	„Wird wahrscheinlich Standard, wenn es aus-reichend flexible Anlagen hinter dem Netzanschlusspunkt gibt.“		IEE, 2024

2.2 Dynamische Stromtarife in Europa

Nach der europäischen und deutschen Definition liegt ein dynamischer Stromliefervertrag dann vor, wenn Preisänderungen an den Spotmärkten, also Day Ahead und Intraday, in hinreichend kurzen Intervallen an Letztverbraucher weitergegeben werden (Directive (EU) 2019/944, 2019). In der Praxis existieren jedoch zahlreiche Zwischenformen, etwa Tarife mit festen Zeitfenstern, Komponenten mit Preisobergrenzen oder Mischformen aus fixen und variablen Bestandteilen (ACER, 2025; European Commission, 2021).

Die europäische Einordnung zeigt, dass dynamische Tarife zwar regulatorisch an Bedeutung gewonnen haben, in der Praxis jedoch noch kein Standardprodukt darstellen. Nach dem ACER-CEER Market Monitoring Report befanden sich im Jahr 2024 rund 73 Prozent der EU-Haushalte weiterhin in fixen Stromtarifen ([ACER & CEER, 2024](#) Figure 12). Zwar bot ein Großteil der europäischen Länder zumindest eine Form dynamisierter Tarife an, doch unterscheiden sich deren Ausgestaltung und Verbreitung erheblich ([ACER, 2025](#); [ACER & CEER, 2024](#)). Besonders hohe Durchdringungen finden sich in den skandinavischen Ländern. Für Norwegen wird eine sehr hohe Verbreitung dynamischer, meist spotpreisgebundener Tarife berichtet, verbunden mit einer nahezu vollständigen Smart-Meter-Abdeckung von rund 99 Prozent (Norwegian Energy Regulatory Authority, 2023).

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Tariftypen und Beispiele für die Verbreitung in EU-Ländern (Tabelle 2).

Tabelle 2: Übersicht der in der EU relevanten Tariftypen und deren Verbreitung in ausgewählten Ländern
(Quellen: ACER, 2025; ACER & CEER, 2024; European Commission, 2021; Dabrowski, 2020).

Tariftypen	Tarifformen	Merkmale	Praxis- Beispielländer
Spotpreisbasierte dynamische Tarife	Real Time Pricing; Monthly Spot Variable	Preise folgen kurzfristigen Spotmarktpreisen, insbesondere Day Ahead oder Intraday.	Norwegen, Finnland, Schweden, Niederlande, Spanien, Lettland
Zeitvariable und ereignisbasierte Tarife	Time of Use; Critical Peak Pricing	Preise variieren nach festen Zeitfenstern oder in bestimmten Hochlastsituationen. Nicht immer dynamisch im engen EU- Sinn.	Spanien, Irland, Italien
Hybride dynamische Tarife	Hybride Vertragsformen	Dynamische Preiskomponenten werden mit fixen oder abgesicherten Bestandteilen kombiniert.	Finnland, Irland

Aus Sicht der vorliegenden Studie ist weniger die vollständige Typologie dieser Tarife entscheidend als die Frage, unter welchen Bedingungen sie tatsächlich Flexibilität aktivieren. Die Literatur verweist hierzu wiederholt auf drei Bedingungen:

1. ausreichend große Preisunterschiede,
2. transparente und leicht zugängliche Informationen und
3. eine technische Infrastruktur, die automatisierte Reaktionen ermöglicht.

([ACER & CEER, 2024](#); [European Commission, 2021](#)). Insbesondere in Ländern mit hoher Smart Meter Durchdringung und digitaler Kundenkommunikation erfolgt die Reaktion auf Preissignale häufig automatisiert, etwa beim Laden von Elektrofahrzeugen ([ACER & CEER, 2024](#)).

2.3 Erkenntnisse zu den Auswirkungen dynamischer Tarife auf Flexibilitätsnutzung und Netzbelastung

Empirische Studien auf Basis direkter Messungen von Netzkennzahlen unter dynamischen Tarifen sind noch selten. Viele Arbeiten sind quasi-empirisch oder datengetrieben modellierend. Vorhanden Studien zeigen, dass die direkte, nicht automatisierte Reaktion von Haushalten auf variable Preise begrenzt ist. Eine EU-Studie zu dynamischen Strompreisen verweist beispielsweise auf Erfahrungen aus Italien, nach denen zwar ein relevanter Anteil der Haushalte sein Verbrauchsverhalten anpasst, die tatsächlich verschobene Energiemenge jedoch gering bleibt (EU 2021). Für Norwegen berichten Hofmann und Lindberg (2024) in einem Feldexperiment eine durchschnittliche Lastverschiebung von 2,9 Prozent in Reaktion auf variable stündliche Strompreise. Garnache et al. (2022) finden für Haushalte mit Heizlast, Elektrofahrzeugen und Smart Charging bei stark steigenden Preisen deutlich

höhere Anpassungen.

Löffler (2025) untersucht in einer deutschlandweiten Modellrechnung ein Szenario, in dem sämtliche Stromverbraucher dynamische Tarife nutzen und ihren Verbrauch kostenoptimal verschieben. Unter diesen Annahmen steigt die maximale stündliche Last der Verteilnetze in den betrachteten Szenarien auf bis zu 83,0 GWh/h gegenüber 75,0 GWh/h ohne Lastoptimierung. Gleichzeitig wird ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an Kurzzeitspeichern ermittelt. Der Autor schließt daraus, dass unter den modellierten Randbedingungen keine wesentlichen systemischen Vorteile dynamischer Stromtarife nachgewiesen werden können (Löffler, 2025).

Der Abschlussbericht der CIRED Working Group zu dynamischen Netztarifen kommt zu dem Ergebnis, dass dynamische Tarife Netzengpässe und schwankende Netzbelastungen grundsätzlich berücksichtigen können, weist jedoch darauf hin, dass keine einzelne Tarifstruktur alle regulatorischen, wirtschaftlichen und technischen Zielsetzungen gleichzeitig erfüllt. Die Ausgestaltung dynamischer Tarife muss daher an den jeweiligen Anwendungsfall und die Zielsetzung des Netzbetriebs angepasst werden (CIRED Working Group 2020-2, 2023).

In einer simulationsbasierten Untersuchung deutscher Niederspannungsnetze analysieren Stute und Klobasa (2024) das Zusammenwirken dynamischer Stromtarife und verschiedener Netzentgeltmodelle. Die Autoren zeigen, dass ein leistungsbezogenes Netzentgelt den Anteil der Haushalte erhöht, die ein Home Energy Management System (HEMS) einsetzen und einen dynamischen Tarif wählen (74 % gegenüber 67 % bei volumetrischen Netzentgelten). Unter den im Modell angenommenen Randbedingungen reduziert diese Kombination die erforderlichen Netzverstärkungskosten in ländlichen Niederspannungsnetzen gegenüber dem derzeitigen deutschen Netzentgeltsystem um bis zu 37 % (Stute & Klobasa, 2024).

Laut den Autoren ist diese Wirkung auf ein Zusammenwirken von dynamischen Stromtarifen, Netzentgeltgestaltung und automatisierter Flexibilitätsnutzung zurückzuführen.

2.4 Tarife als Kundensignal und als energiewirtschaftliches Integrationsmodell

Stromtarife und ihre Auswirkung auf die Flexibilitätsnutzung unterscheiden sich nicht nur darin, wie sie sich aus Sicht der Kund*innen darstellen, sondern auch darin, wie Flexibilität energiewirtschaftlich in Vertrieb, Beschaffung und Vermarktung eingebunden ist (vgl. Tabelle 3). Für Haushalte ist zunächst relevant, welches Signal die vorhandenen Energieanlagen steuert. Dies kann ein zeitvariabler oder dynamischer Tarif oder auch ein direktes Steuern durch einen Contractor⁴ oder Aggregator⁵ sein. Daneben besitzen Tarife eine zweite Ebene der Ausgestaltung, nämlich ihre energiewirtschaftliche Integration. Hier ist entscheidend, an welcher Stelle Flexibilität koordiniert wird und wie stark ihre

⁴ Ein Contractor in der Energiewirtschaft ist ein spezialisierter Energiedienstleister. Er übernimmt für seine Kund*innen die Planung, Finanzierung, Errichtung, den Betrieb sowie die Wartung von Energieanlagen (z.B. Heizungen oder Blockheizkraftwerke). Kund*innen kaufen anschließend nur die fertige Nutzenergie (Wärme oder Strom).

⁵ Ein Aggregator in der Energiewirtschaft ist ein Dienstleister, der viele kleine, dezentrale Energieanlagen (wie Solar- und Windanlagen, Batteriespeicher) und flexible Verbraucher (wie Wärmepumpen oder industrielle Produktionsanlagen) bündelt. Er vermarktet diese gebündelte Leistung als eine große Einheit an den Energiemärkten

Wirkung für den Stromversorger absehbar ist. In stärker integrierten Modellen steuert ein Anbieter einzelne Anlagen oder ganze Haushalte innerhalb definierter Rahmenbedingungen und kann die resultierende Flexibilität unmittelbarer in Beschaffung und Vermarktung berücksichtigen. In Modellen, in denen lediglich ein Strompreis übermittelt wird, reagieren Haushalte autonom. Die resultierende Lastverschiebung entsteht dann aus vielen einzelnen Entscheidungen oder automatisierten Reaktionen und muss vom Vertrieb prognostiziert und in Beschaffung und Bilanzkreismanagement berücksichtigt werden. Diese Arten der Flexibilitätsbewirtschaftung können jeweils für einzelne oder für alle vorhandenen Energieanlagen gemeinsam umgesetzt werden.

Tabelle 3: Flexibilitätsbewirtschaftung

Tarif	Logik	Energiewirtschaftliche Integration der Flexibilität
Contractor	Energieanlagen (PV, Batterie) werden im Haushalt eingebaut, gehören aber einem Contractor und werden durch diesen betrieben. Dafür wird ein günstiger Stromtarif über einen längeren Zeitraum garantiert als üblich.	Flexibilität der Anlagen steht direkt zur Aggregation und Vermarktung (Strombörse, PPA ⁶ , Regelleistungsmarkt,) zur Verfügung
Aggregator	Assets im Haushalt werden unter vorgegeben Restriktionen durch Kund*innen vom Aggregator kostenoptimal gesteuert.	Flexibilität der Anlagen steht direkt zur Aggregation und Vermarktung zur Verfügung
HEMS	Stromanbieter kommuniziert dynamischen Strompreis an HEMS eines Haushalts.	Reaktion auf Preis unbekannt, Flexibilitätsvermarktung und Bilanzkreismanagement abhängig von guten Prognosen des Kundenverhaltens

Erkenntnisse dazu, wie Haushalte auf ein Preissignal reagieren und von welchen Parametern das abhängt, sind vor allem für Vertriebsmodelle von Bedeutung, in denen die Haushalte ihre Anlagen selbst steuern. Ein belastbares Verständnis dieser Reaktionen ist daher nicht nur für die Beurteilung möglicher Netzwirkungen, sondern auch für Prognose, Beschaffung und Bilanzkreismanagement⁷ relevant.

Wir betrachten im Folgenden verschiedene Szenarien. Sie unterscheiden sich darin, ob die Flexibilität im Haushalt selbst gesteuert wird oder ob einzelne Anlagen (z. B. Elektroautos) direkt von einem Dienstleister gesteuert werden.

⁶ Power Purchase Agreement: langfristiger Stromliefervertrag zwischen einem Stromproduzenten (z. B. Betreiber einer Wind- oder Solaranlage) und einem Abnehmer (z. B. ein Industrieunternehmen oder ein Energieversorger)

⁷ Das Bilanzkreismanagement in der Energiewirtschaft steuert die organisatorische und kaufmännische Abwicklung von Energieflüssen. Es stellt sicher, dass in einem Strom- oder Gasnetz zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Energie eingespeist wie verbraucht wird, um die Stabilität der physischen Netze aufrechtzuerhalten.

3. Simulative Untersuchung

Um die Wirkung dynamischer Tarife besser zu verstehen, simulieren wir in unterschiedlichen Szenarien die Antwort von Haushalten auf Preissignale. Wir fokussieren uns dabei auf den Aspekt des Managements der Energieanlagen.

Die Leitfrage lautet daher:

Welchen Einfluss haben Stromtarife auf die Steuerung und damit auf die Nutzung haushaltsnaher Flexibilität?

Diese übergeordnete Fragestellung wird durch zwei Teilfragen konkretisiert:

1. **Wie verändert sich die Nutzung von Flexibilität, wenn Haushalte ihre Energieanlagen mit unterschiedlichem Grad lokaler Koordination betreiben?**
2. **Kann eine höhere Durchdringung mit HEMS zusätzliche Photovoltaikerzeugung netzseitig besser integrieren und damit Belastungsspitzen in Niederspannungsnetz abmildern?**

Daraus ergibt sich die zentrale Arbeitshypothese der Studie: Eine höhere Durchdringung mit HEMS führt zu stärker lokal koordiniertem Einsatz von Flexibilität und kann dadurch die Netzbelastung im Niederspannungsnetz verringern. Diese Wirkung sollte insbesondere dann relevant werden, wenn die lokale Photovoltaikerzeugung zunimmt, da in diesem Fall zusätzliche Möglichkeiten bestehen, Erzeugung, Speicherung und flexible Lasten innerhalb des Haushalts aufeinander abzustimmen.

Zur Prüfung dieser Hypothese werden mehrere Szenarien simuliert, die sich hinsichtlich des Managements haushaltsnaher Energieanlagen unterscheiden. Drei Szenarien bilden unterschiedliche Grade der Durchdringung mit HEMS ab. Ein weiteres Szenario erhöht ausgehend von einem System mit hoher HEMS-Durchdringung die Photovoltaikerzeugung und untersucht, ob dadurch entstehende zusätzliche Einspeise- und Verschiebungseffekte netzseitig abgefedert werden können.

Als zentrale Ergebnisgrößen werden die verschobene Energiemenge sowie die Belastung des Niederspannungstransformators betrachtet. Die verschobene Energiemenge dient dabei als Maß für die Aktivierung von Flexibilität. Die Transformatorbelastung bildet ab, inwieweit diese Flexibilitätsnutzung netzseitig entlastend oder belastend wirkt. Durch die gemeinsame Betrachtung beider Größen lässt sich unterscheiden, ob eine stärkere Nutzung von Flexibilität tatsächlich mit einer Verringerung lokaler Lastspitzen einhergeht oder ob sie vor allem zu veränderten, möglicherweise auch gebündelten Lastverläufen führt.

3.1 Methodik und Szenarien

Zur Untersuchung der Forschungsfragen nutzen wir *simply* (BEST Energy Trade, o. J.).

In *simply* werden Netzanschlusspunkte in einem Stromnetz mit den dahinterliegenden Energieanlagen als Agenten modelliert. Diese Agenten können an einem Strommarkt teilnehmen oder auf vorgegebene Strompreise reagieren. Wie in einem echten Stromnetz, können unterschiedliche Agenten unterschiedliche Preissignale erhalten. Anhand des Preissignals optimieren die Agenten ihre Strombeschaffung und ihren Stromverkauf. Die ge- und verkauften Strommengen werden über das Stromnetz bezogen. So ziehen wir aus den Handelsdaten Rückschlüsse auf die Stromnetznutzung.

Bei der Modellierung der Haushalte im Verteilnetz orientieren wir uns an Hochlaufdaten für Deutschland. Dabei geht es nicht um die korrekte Abbildung eines bestimmten Zukunftsszenarios, sondern um eine realistische Verteilung der Energieanlagen zur Untersuchung von Wirkmechanismen.

Wir nehmen daher Abweichungen und Vereinfachungen in Kauf.

3.1.1 Untersuchungsraum und zeitliche Abgrenzung

Wir simulieren Haushalte in zwei Niederspannungsnetzen. Lasten aus Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen werden nicht berücksichtigt. Die Niederspannungsnetze wurden anhand ihrer Gebäudestruktur (möglichst viele Wohnhäuser) und ihrer PV-Durchdringung gewählt.

Simuliert wird eine Woche im Juni 2035 mit stündlicher Auflösung. Das Jahr 2035 wird als Betrachtungszeitpunkt gewählt, weil zu diesem Zeitpunkt eine deutlich höhere Verbreitung dezentraler Erzeugung und haushaltsnaher Flexibilitäten zu erwarten ist, während gleichzeitig weiterhin unterschiedliche Entwicklungspfade und Steuerungslogiken relevant sind. Die Beschränkung auf einen Sommerzeitraum wurde gewählt, da hier das Zusammenspiel von Photovoltaikerzeugung, Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen besonders deutlich betrachtet werden kann. Wärmepumpen werden in den hier dargestellten Simulationen nicht berücksichtigt, da sie in den Sommermonaten nicht heizen und daher weder Strom beziehen, noch Flexibilität bereitstellen⁸.

3.2 Datenbasis und Abbildung der Haushalte

Alle Haushalte verfügen im Modell über einen unflexiblen Haushaltsstromverbrauch. Haushalte können zusätzlich eine Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher und/oder ein Elektrofahrzeug besitzen. Diese technische Ausstattung bestimmt, welche Flexibilitätsoptionen im jeweiligen Haushalt verfügbar sind.

Die unflexiblen **Haushaltsstromverbräuche** werden aus Daten des eGon-Projekts ([Büttner et al., 2022](#)) übernommen. Diese Daten ordnen den vorhandenen Gebäuden auch **Photovoltaikanlagen** und entsprechende Erzeugungszeitreihen zu. Für alle im Modell berücksichtigten Aufdach-Photovoltaikanlagen wird angenommen, dass sie mit einem **stationären Batteriespeicher** kombiniert sind. Diese sind mit 1kWh/kWp und einer maximalen Kapazität von 20kWh dimensioniert

Elektrofahrzeuge werden unter den Haushalten nach folgendem Schlüssel verteilt: 70 Prozent der Haushalte mit PV-Anlage und 40 Prozent der Haushalte ohne PV besitzen ein Elektrofahrzeug. Jeder Haushalt kann maximal ein Elektrofahrzeug besitzen. Diese Zuordnungsregel bildet die Annahme ab, dass Haushalte mit eigener Erzeugung eine erhöhte Wahrscheinlichkeit haben, auch über ein Elektrofahrzeug zu verfügen. Mit diesen Annahmen ergibt sich eine Durchdringung mit E-PKW von rund 50 Prozent der Haushalte. Dies liegt unter der prognostizierten Durchdringung von 60,4 Prozent (Rechnung siehe Anhang). Alle Elektrofahrzeuge werden jedoch so modelliert, dass sie bidirektional Laden können.

Die Fahrprofile werden mit SimBEV ([Reiner Lemoine Institut, 2026](#)) erzeugt und basieren auf Daten der Studie Mobilität in Deutschland ([infas, 2018](#)). Die **Batteriekapazität der Fahrzeuge** wird anhand des Energiebedarfs der jeweils längsten Fahrt im Profil ausgelegt und mit einem Faktor von 1,2 skaliert. Damit wird sichergestellt, dass die Fahrzeuge ihre Fahrbedarfe im Modell grundsätzlich

⁸ Prinzipiell können Wärmepumpen genutzt werden, um Häuser aktiv zu kühlen. Die daraus resultierenden Stromverbräuche werden in dieser Studie nicht berücksichtigt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass deren Relevanz in Zukunft steigen wird.

decken können.

3.3 Tarifannahmen und Preissignale

Wir nehmen an, dass Haushalte mit Flexibilität diese marktorientiert nutzen und auf dynamische Strompreise reagieren. Haushalte ohne Flexibilität nutzen einen Festpreistarif.

Der **dynamische Strompreis** entspricht einem stündlichen Spotmarktpreis ([Agora, 2023](#)). Der Strompreis ist identisch für Einspeise- und Bezugspreis wobei auf den Strombezugspreis zeitvariable Netzentgelte addiert werden.

Netzentgelte werden als zeitvariable Arbeitspreise auf den Strombezug aufgeschlagen. Die zugrunde liegende Zeitreihe entspricht den Netzentgelten der e-regio Netz GmbH für das Jahr 2026 ([e-regio, 2025](#)).

3.4 Abbildung unterschiedlicher Managementformen

Die zentrale Modellvariation betrifft nicht die Ausstattung der Haushalte mit Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten, sondern die Art und Weise, wie diese Anlagen gesteuert werden. Grundlage für diese Steuerung sind Heimenergiemanagementsysteme (HEMS). Wir meinen damit Systeme, die Strompreise dazu nutzen, den Einsatz von Energieanlagen integriert zu planen und Anlagen entsprechend zu steuern. Es spielen sowohl das Vorhandensein eines HEMS als auch dessen Integrationstiefe eine Rolle. So optimieren und steuern HEMS im Szenario lowHEMS nur einen Teil der Anlagen, während sie im Szenario highHEMS den Einsatz aller vorhandenen Energieanlagen optimieren und steuern. Wir entwickeln drei Szenarien mit unterschiedlicher HEMS-Durchdringung.

Ein weiteres Szenario mit erhöhter PV-Erzeugung dient dazu, den Einfluss der HEMS-Durchdringung auf die Auswirkungen von PV-Zubau zu analysieren.

Szenario mit niedriger HEMS-Durchdringung

Im Szenario mit niedriger HEMS-Durchdringung werden vorhandene Flexibilitäten nicht gemeinsam auf Haushaltsebene koordiniert, sondern jeweils separat gesteuert. Haushalte mit Elektrofahrzeug, aber ohne Photovoltaik, nutzen einen dynamischen Tarif für das Fahrzeug und einen Feststrompreis für den Haushaltsstromverbrauch. Haushalte mit Photovoltaikanlage und Batteriespeicher nutzen einen dynamischen Tarif für Einspeisung und Speicherbetrieb und einen separaten dynamischen Tarif, falls ein Elektrofahrzeug vorhanden ist. Dieses Szenario bildet eine Situation ab, in der das Elektrofahrzeug von einem Aggregator gesteuert geladen wird, wobei der Aggregator die Flexibilität der Fahrzeuge sowohl nutzen kann, um zu günstigen Zeiten zu laden als auch um sie am Regeleistungsmarkt zu vermarkten. Diese Möglichkeit wird in den betrachteten Szenarien jedoch nicht mit modelliert.

Dieses Szenario bildet eine Situation ab, in der Flexibilitäten grundsätzlich auf Preissignale reagieren, jedoch nicht in einem integrierten Haushaltsmanagement zusammengeführt werden.

Referenzszenario

Haushalte mit Elektrofahrzeug, aber ohne Photovoltaikanlage, nutzen für das Fahrzeug einen dynamischen Tarif, während der übrige Haushaltsstrom über einen festen Tarif abgerechnet wird. Haushalte mit Photovoltaikanlage und Batteriespeicher nutzen einen dynamischen Tarif und optimieren ihre Anlagen lokal. Falls zusätzlich ein Elektrofahrzeug vorhanden ist, wird dieses in die Optimierung einbezogen, einschließlich bidirektionalem Laden.

Das Referenzszenario bildet damit einen Mischzustand ab, in dem lokale Koordination bereits für einen Teil der Haushalte vorhanden ist, jedoch nicht flächendeckend.

Szenario mit hoher HEMS-Durchdringung

Für alle Haushalte mit Flexibilität werden alle verfügbaren Flexibilitäten gemeinsam mit dem Haushalt optimiert. Photovoltaikanlage, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug werden als integriertes System betrachtet. Damit wird ein Zustand hoher lokaler Koordination abgebildet, in dem Preissignale, lokale Erzeugung und Speicher gemeinsam in die Einsatzentscheidung eingehen.

Tabelle 4: Merkmale der definierten Szenarien

	Haushaltstypen nach Energieanlagen	EV-Tarif	Haushalts- stromtarif
lowHEMS	EV	Dyn. Tarif	Festpreis
	PV+Batterie	-	Dyn. Tarif (Integration von PV + Batterie durch HEMS)
	EV, PV+Batterie	Dyn. Tarif	Dyn. Tarif (Integration von PV + Batterie durch HEMS)
Referenz	EV	Dyn. Tarif	Festpreis
	PV+Batterie	-	Dyn. Tarif (Integration von PV + Batterie durch HEMS)
	EV, PV+Batterie	Dyn. Tarif (Integration von EV + PV + Batterie durch HEMS)	
highHEMS	EV	Dyn. Tarif (Integration von EV durch HEMS)	
	PV+Batterie	-	Dyn. Tarif (Integration von PV + Batterie durch HEMS)
	EV, PV+Batterie	Dyn. Tarif (Integration von EV + PV + Batterie durch HEMS)	

highPV Szenarien

Von den Szenarien **lowHEMS** und **highHEMS** werden Szenarien mit hohem Anteil an PV-Anlagen abgeleitet. Dafür wird in diesen Szenarien der Anteil an PV-Anlagen um 50 Prozent erhöht, indem die Hälfte der vorhandenen Anlagen dupliziert und zufällig auf Haushalte, die vorher keine PV-Anlagen hatten, verteilt wird.

3.5 Verschobene Energiemenge

Die **verschobene Energiemenge** dient als Maß für die Aktivierung von Flexibilität. Sie wird als Abweichung⁹ zwischen dem ursprünglichen Fahrplan eines Haushalts und dem optimierten Fahrplan bestimmt. Der ursprüngliche Fahrplan ergibt sich aus den Eingangsdaten für Photovoltaikerzeugung, Haushaltslast und Ladebedarf des Elektrofahrzeugs. Der optimierte Fahrplan entspricht der gekauften Energiemenge in der Simulation.

Anhand der verschobenen Energiemenge kann keine Aussage darüber getroffen werden, wie die Flexibilität tatsächlich auf das Netz wirkt.

4. Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationen für die Niederspannungsnetze lvgd_1009200032¹⁰ (Netz1) und lvgd_1143000002 (Netz2) dargestellt und analysiert.

Tabelle 5 stellt die wichtigsten Kennzahlen dieser Netze gegenüber.

Tabelle 5: Kennzahlen der modellierten Verteilnetze

	Netz1	Netz2
Gebäude	110	157
PV-Anlagen	29	13
PV-Quote	26,4 %	8,3 %
Installierte PV-Leistung	0,27MWp	0,22MWp
Ø Leistung je Anlage	9,2kWp	16,6kWp
Last + EV-Bedarf (Juni 2035)	34818,5 kWh	56134,2 kWh
PV-Produktion (Juni 2035)	32075,8 kWh	26317,2 kWh
Verhältnis Erzeugung/Verbrauch	0,92	0,47
Batteriekapazität stationär	241,8 kWh	134,3 kWh
Batteriekapazität EV	1888,7 kWh	2219 kWh

⁹ Wir summieren ausschließlich positive Abweichung auf. Da in einer ausgeglichenen Energiebilanz jeder positiven Abweichung eine negative Abweichung gegenübersteht, würden sich die Abweichungen ausgleichen. Eine Berücksichtigung des Betrags würde die verschobene Energiemenge doppelt zählen, da die Menge sowohl zu dem Zeitpunkt gezählt werden würde, in dem sie verschoben wurde, als auch zu dem Zeitpunkt, auf den sie geschoben wurde.

¹⁰ Die Niederspannungsnetze wurden mit dem Open-Source-Tool ding0 aus dem Mittelspannungsnetz, ID mvgd_32866, Raum Euskirchen, Nordrhein-Westfalen, generiert.

Netz2 umfasst mehr Gebäude und weniger PV-Anlagen als Netz1. Dafür haben die Anlagen durchschnittlich eine deutlich höhere Leistung, so dass die gesamte installierte Leistung nur um ein Fünftel geringer ist. Der Strombedarf (Haushaltslast + EV-Bedarf) pro Gebäude ist in beiden Netzen ähnlich.

Hervorzuheben ist das Verhältnis von Stromerzeugung zu Stromverbrauch im Netz. Dieses ist im Netz1 fast doppelt so hoch wie in Netz2.

Da die Batteriekapazitäten der großen PV-Anlagen in Netz2 bei 20 kWh gedeckelt wurden, weist Netz1 eine höhere Speicherkapazität pro kWp auf. Da bei der Szenarien-Erstellung 70 Prozent der Gebäude mit PV ein Elektrofahrzeug zugewiesen wurde und nur 40 Prozent der Gebäude ohne PV, ergibt sich in Netz1 eine höhere Batteriekapazität pro Gebäude als in Netz2.

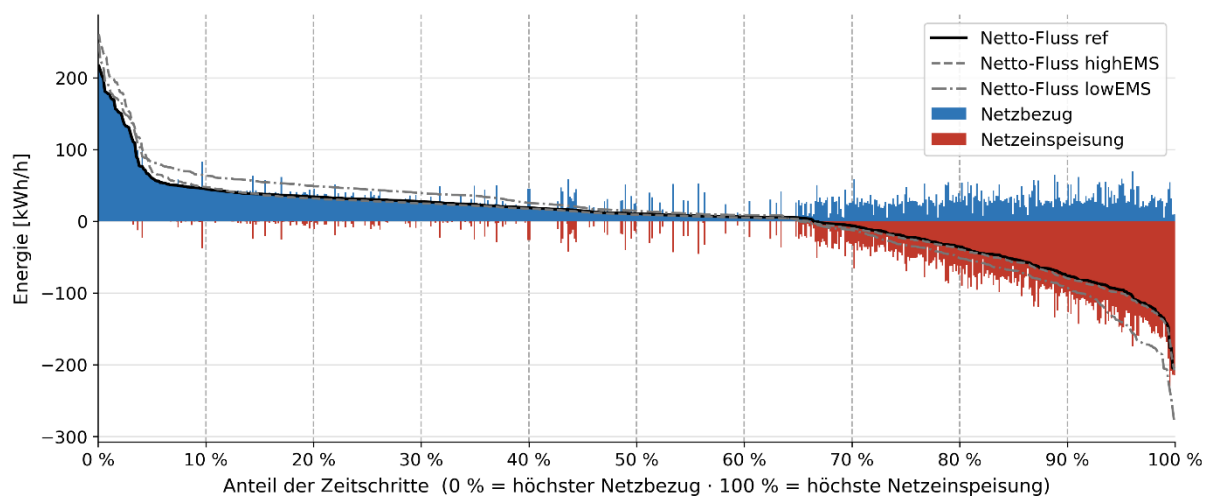


Abbildung 1: Netzbezug und Netzeinspeisung im Referenz-Szenario für das Netz1

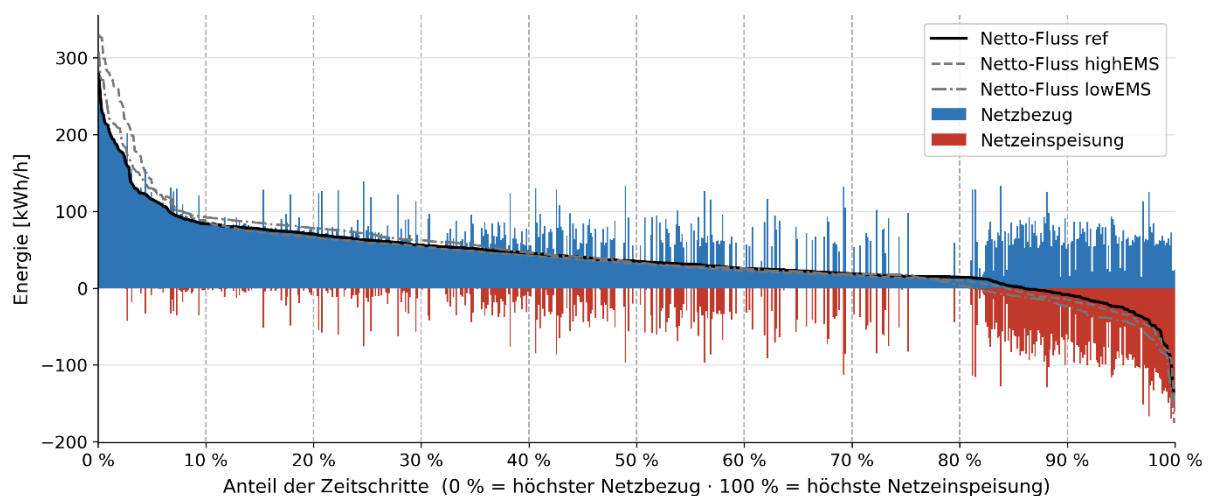


Abbildung 2: Netzbezug und Netzeinspeisung im Referenz-Szenario für das Netz2

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.

Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen für jede Stunde im Juni 2035 die aufsummierten Stromentnahmen und Stromeinspeisungen der Haushalte für das Referenz-Szenario in den beiden

Niederspannungsnetzen. Die Werte sind nach dem Nettostromfluss sortiert. Auf der x-Achse ist der Anteil der Zeitschritte in Prozent aufgetragen. Ganz links (Null Prozent) steht der Zeitschritt mit dem höchsten Netzbezug, ganz rechts (100 Prozent) der Zeitschritt mit der höchsten Netzeinspeisung. Die gestrichelten vertikalen Linien markieren die Dezile (Zehn-Prozent-Schritte).

Auf der y-Achse ist die Energie je Zeitschritt in kWh/h aufgetragen, diese entspricht bei der vorhanden stündlichen Auflösung der Leistung in kW.

Blaue Balken markieren die Summe der Stromkäufe von Haushalten (Netzbezug), rote Balken die Summe der verkauften Strommenge (Netzeinspeisung) je Zeitschritt. Die schwarze Linie zeigt den Netto-Stromfluss im Referenz-Szenario und damit die Strommengen, die vom übergeordneten Netz bezogen oder in dieses eingespeist werden. Grau gestrichelte Linien zeigen den Netto-Fluss für die Szenarien highHEMS und lowHEMS zum Vergleich.

Die Darstellungsform macht deutlich, wie lange das Stromnetz mit hohen positiven oder negativen Leistungen belastet ist. Die starke Steigung der Netto-Fluss kurve am linken Rand des Plots für Netz2 zeigt, dass das Netz nur sehr selten diesen starken Belastungen ausgesetzt ist. Dasselbe gilt für die Netzeinspeisung, welche am rechten Rand der Abbildung zu sehen ist. Daraus lässt sich schließen, dass eine möglicherweise notwendige Netzertüchtigung auf Basis der Maximalbelastungen nicht effizient wäre.

Für das Netz1 sehen wir, dass sie diese sehr selten auftretenden hohen Belastungen vor allem auf der Einspeiseseite für das lowHEMS-Sezenario verstärken. Im Netz2 treten auf der Entnahmeseite für das highHEMS-Szenario höhere Werte auf als im Referenzszenario.

Obwohl wir bei beiden Netzen sehen, dass die Kurve des Netto-Flusses zu den Rändern hin ansteigt, gibt es starke Unterschiede. Diese werden deutlich, wenn man die in

Kenngröße [kWh]	lowHEMS	Δ %	Referenz	highHEMS	Δ %
Verschobene Energie	8611,2	1,4	8490,4	12441,4	46,5
Summe Entnahme	34370,6	43,5	23949,5	23886	-0,3
Summe Einspeisung	32504,4	47,6	22029,1	21965,4	-0,3
Max. Netto-Entnahme	247,9	14,6	216,3	260,6	20,5
Max. Netto-Einspeisung	-280,6	36,7	-205,3	-207,8	1,2

Tabelle 6 und Tabelle 7 dargestellten Kennzahlen für die beiden Netze vergleicht.

Kenngröße [kWh]	lowHEMS	Δ %	Referenz	highHEMS	Δ %
Verschobene Energie	8611,2	1,4	8490,4	12441,4	46,5
Summe Entnahme	34370,6	43,5	23949,5	23886	-0,3
Summe Einspeisung	32504,4	47,6	22029,1	21965,4	-0,3
Max. Netto-Entnahme	247,9	14,6	216,3	260,6	20,5
Max. Netto-Einspeisung	-280,6	36,7	-205,3	-207,8	1,2

Tabelle 6: Vergleich der Szenarien für Netz1

Kenngröße [kWh]	lowHEMS	Δ %	Referenz	highHEMS	Δ %
Verschobene Energie	5246,7	7,3	4891,1	12033,4	146
Summe Entnahme	55603,5	16,6	47672,7	47715,3	0,1

Summe Einspeisung	26741,2	42,3	18789,2	18678,6	-0,6
Max. Netto-Entnahme	307,3	10,5	278,1	330	18,7
Max. Netto-Einspeisung	-175,8	28,4	-136,9	-146,3	6,9

Tabelle 7: Vergleich der Szenarien für Netz2

Die **verschobene Energiemenge** im Netz1 ist im Referenz-Szenario deutlich größer als die im Netz2. Das lässt sich durch die hohe PV-Produktion erklären.

Zu sehen ist, dass die verschobene Energiemenge in beiden Netzen im highHEMS Szenario deutlich höher (46,5 Prozent in Netz1 und 146 Prozent in Netz2) als im Referenzszenario und im lowHEMS Szenario ist, wobei der Unterschied in Netz 2 deutlich größer ist.

Für beide Netze ist die verschobene Energiemenge im Referenz-Szenario kleiner als im Szenario lowHEMS. Die Szenarien unterscheiden sich darin, dass Haushalte mit EV, PV und Batterie im Szenario lowHEMS, das EV getrennt von Haushaltsstrom und PV managen. Dies geschieht im Referenz-Szenario integriert. Die Einbindung des EV führt also zu einer etwas geringeren verschobenen Energiemenge. In beiden Netzen führt das auch zu einer Verringerung der Maximalwerte bei Einspeise und Entnahme. Deutlich größer ist der Unterschied zwischen Referenz- und highHEMS Szenario.

Im Referenzszenario beziehen Haushalte, die ausschließlich ein EV besitzen, den Haushaltsstrom zu einem Feststrompreis. Im highHEMS Szenario wird das EV genutzt, um den Haushaltsstromverbrauch für die Nutzung eines dynamischen Tarifs zu flexibilisieren. Der große Unterschied bei der verschobenen Energiemenge kommt daher aus den, durch die EV-Batterie flexibilisierten, Haushaltsstromverbräuchen.

Bei den **Maximalwerten von Einspeisung und Entnahme** sind die Ausschläge im Referenzszenario am geringsten. Bei der Entnahme entstehen die höchsten Werte im highHEMS-Szenario, bei der Einspeisung im lowHEMS-Szenario. Im Netz1 im lowHEMS-Szenario ist der Einspeise-Peak sogar höher als die maximale Entnahme. Die Integration von Elektrofahrzeugen in das HEMS führt in diesem Netz mit hoher PV-Durchdringung zu einer Reduktion von 36,7 Prozent der Maximalen Einspeiselast. Im Netz2 wird die Maximale Einspeiselast um 28,4 Prozent reduziert.

Die Flexibilisierung des Haushaltstromverbrauchs im highHEMS-Szenario führt zu höheren Maximalwerten von Einspeisung und Entnahme, wobei sich die Peaks auf der Einspeise-Seite nur leicht erhöhen. Auf der Entnahme-Seite jedoch bei 18-20 Prozent liegen.

Große Unterschiede gibt es auch in der **Summe von eingespeisten und entnommenen Strommengen**, die ein Maß für die Interaktion mit dem übergeordneten Stromnetz und somit den lokalen Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch darstellen. Trotz des sehr unterschiedlichen Verhältnisses von Stromverbrauch zu PV-Einspeisung in den beiden Netzen zeigt sich ein ähnliches Bild: Im Referenz- und highHEMS-Szenario ergeben sich ähnliche, deutlich niedrigere Werte als im lowHEMS-Szenario. Im Netz1 führt die Integration der EV in das HEMS, bei Vorhandensein einer PV-Anlage (Referenzszenario), zu einer Senkung des Strombezugs aus dem übergeordneten Stromnetz von 43,5 Prozent und einer Senkung der Stromeinspeisung um 47,6 Prozent. Im Netz2 sind es noch 16,6 Prozent Senkung der Netzentnahme und 42,3 Prozent Senkung bei der Einspeisung. Zusammen mit den Reduktionen bei den Lastspitzen lässt sich folgern, dass der Hochlauf der Elektromobilität mit dem Ausbau der PV-Erzeugung koordiniert werden sollte. Grund dafür ist, dass die PV-Produktion die Spitzen auf der Stromentnahmeseite reduziert und die Flexibilität der EV die Spitzen auf der Einspeiseseite.

4.1 Einordnung der methodischen Reichweite

Ziel der Studie ist die vergleichende Analyse unterschiedlicher Szenarien. Die Annahmen: a) vollständige Kopplung von Dach-PV und Speicher, b) Kappung der Speicherkapazität stationärer Batteriespeicher auf 20kWh und c) die prozentuale Verteilung der Elektrofahrzeuge mit priorisierter Zuordnung zu Haushalten mit PV sind plausibel, basieren aber nicht auf belastbaren Datenquellen. Daher können aus den Simulationsergebnissen nur qualitative Aussagen abgeleitet werden. Der Simulationszeitraum beschränkt sich auf eine Sommerwoche, sodass Wärmepumpen und winterliche Lastsituationen nicht abgebildet werden.

5. Zusammenfassung und Fazit

Die Literaturrecherche zeigt, dass dynamische Stromtarife bisher nur wenig Einfluss auf das Stromnetz haben. Es ist nur wenig empirisch darüber bekannt, wie die Hochläufe haushaltsnaher Energieanlagen und Flexibilitäten zusammen mit den dazugehörigen Energiemanagementsystemen diese Wirkung verändern werden. Der Einfluss des Managements dieser Energieanlagen wurde bisher kaum betrachtet. Auch welchen Einfluss die konkrete Ausgestaltung und energiewirtschaftliche Integration dynamischer Tarife auf ihre Wirkung auf das Stromnetz haben ist wenig untersucht. Außerdem gibt es unterschiedliche Kombinationen von Möglichkeiten, in denen Anlagen lokal oder durch einen Aggregator gemanaget werden können. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen darin wer die Anlagen steuert. Möglichkeiten des Energieanlagenmanagements lassen sich über die Verbreitung und Integrationstiefe von Heimenergiemanagementsystemen (HEMS) beschreiben. Diese Unterschiede in der Steuerungslogik sind die Grundlage für die untersuchten Szenarien.

Wir haben daraus drei Szenarien mit unterschiedlicher HEMS-Durchdringung entwickelt, mittels agentenbasierter Simulation in zwei realitätsnahen Verteilnetzen simuliert und ausgewertet. Wir konnten dabei einen erheblichen Einfluss des Managements der Energieanlagen auf den Einsatz der Flexibilität und die damit einhergehende Interaktion mit dem Stromnetz feststellen. Dieses Ergebnis ist vor allem für Anbieter dynamischer Stromtarife, die Kundenanlagen nicht selbst steuern, relevant. Sie stehen vor der Aufgabe, die Reaktion auf den dynamischen Strompreis vorhersagen zu müssen, um ihren Bilanzkreis ordnungsgemäß bewirtschaften zu können.

Die Simulationsergebnisse zeigen außerdem, dass aktuell nicht alle Formen der Flexibilisierung netzentlastend wirken. Die gemeinsame Steuerung von Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen durch ein HEMS entfaltet einen erheblichen **entlastenden Effekt** auf das Netz. Sie reduziert sowohl die Einspeisespitzen, als auch die Gesamtmenge des ausgetauschten Stroms mit dem übergeordneten Netz. Die zusätzliche Flexibilisierung des Haushaltsstromverbrauchs durch die Einbindung der Fahrzeugbatterie hat dagegen einen tendenziell **netzbelastenden Effekt**. Sie erhöht in den betrachteten Szenarien die Lastspitzen auf der Entnahmeseite.

Die Ergebnisse legen nahe, dass der Hochlauf der Elektromobilität mit dem Ausbau der PV-Erzeugung koordiniert werden sollte, da die PV-Produktion die Spitzen auf der Stromentnahmeseite durch Elektrofahrzeuge dämpft und die Flexibilität der Elektrofahrzeuge die Spitzen der PV-Erzeugung auf der Einspeiseseite abschwächt.

Um die wechselseitigen Abhängigkeiten von PV-Ausbau, Hochlauf von Heimenergiespeichern, EV-Hochlauf und deren Integration durch HEMS in zukünftigen Simulationen besser abbilden zu können, sollten diese z.B. mit realen Marktdaten oder Kundenbefragungen weiter untersucht werden. So können verlässliche Aussagen darüber getroffen werden, wie Änderungen an einer dieser Größen, wie

z.B. dem Aufdach-PV-Ausbau, die anderen Größen beeinflussen.

Um konkrete Aussagen zu den Auswirkungen von Anreizmechanismen, Durchdringung mit Energieanlagen, Flexibilitäten und Managementsystemen auf das Stromnetz treffen zu können, sind regionale Untersuchungen mit realen Daten notwendig.

Literaturverzeichnis

ACER. (2025). *Rewarding Flexibility: How retail contract choice can help unlock consumer flexibility*.

<https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/11/ACER-CEER-2025-Retail-monitoring.pdf>

ACER, & CEER. (2024). *Energy retail—Active consumer participation is key to driving the energy transition: How can it happen?*

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf

Agora. (2023). *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen*. [https://www.agora-](https://www.agora-energiawende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen)

[energiawende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen](https://www.agora-energiawende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen)

Agora Energiewende. (2024). *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023*.

<https://www.agora-energiawende.de/publikationen/die-energiawende-in-deutschland-stand-der-dinge-2023>

Aguilar-Dominguez, D., Dunbar, A., & Brown, S. (2020). The electricity demand of an EV providing power via vehicle-to-home and its potential impact on the grid with different electricity price tariffs. *Energy Reports, 4th Annual CDT Conference in Energy Storage & Its Applications*, 6, 132–141. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.03.007>

Barani, M., Backe, S., O'Reilly, R., & del Granado, P. C. (2024). Residential demand response in the European power system: No significant impact on capacity expansion and cost savings. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 38, 101198.

<https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101198>

Berg Insight. (2024). *The Home Energy Management Systems Market*.

<https://media.berginsight.com/2025/08/15154535/bi-homeenergy3-ps.pdf>

Bundesnetzagentur (BNetzA). (2025). *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 (NEP 2025)*.

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf_0.pdf

Büttner, C., Amme, J., Endres, J., Malla, A., Schlacher, B., & Cußmann, I. (2022). *Open modeling of electricity and heat demand curves for all residential buildings in Germany*. Zenodo.

<https://doi.org/10.5281/zenodo.10572082>

CIREN Working Group 2020-2. (2023). *Dynamic network tariffs: An opportunity for the energy transition*. International Conference on Electricity Distribution (CIREN).

<https://www.cired.net/publications/cired-publications>

Destatis. (2024). *3,4 Millionen Photovoltaikanlagen in Deutschland installiert*.

https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/07/PD24_N038_43.html

Directive (EU) 2019/944 (2024). <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/2024-07-16>

Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU (Recast) (Text with EEA Relevance.), EP, CONSIL, 158 OJ L (2019).

<http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>

Energiewirtschaftsgesetz - EnWG §41a, §41a (2025).

e-regio. (2025). *Netzentgelte Strom der e-regio Netz GmbH*. <https://cms.e-regio.de/assets/global/Dokumente/Netznutzungsentgelte/2025-12-19-Netzentgelte-Strom-e-regio-Netz-2026.pdf>

European Commission. (2021). *Commission publishes report on barriers in EU retail energy markets—European Commission*. <https://commission.europa.eu/news-and->

media/news/commission-publishes-report-barriers-eu-retail-energy-markets-2021-02-23_en

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). (2025). *Projektion und Regionalisierung von Technologien zur Bereitstellung von Gebäudewärme in Deutschland.*

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-11/Endbericht_RegionalisierungGebaeudewaerme_FfE.pdf

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE). (2024). *Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen – Modellierung für den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2025.*

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-11/Endbericht_Ladeprofile_ekfz_NEP_20241120.pdf

Garnache, C., Hernaes, O., & Imenes, A. G. (2022). *CESifo Working Paper no. 9657.*

https://www.ifo.de/DocDL/cesifo1_wp9657.pdf

Hofmann, M., & Lindberg, K. B. (2024). *Evidence of households' demand flexibility in response to variable hourly electricity prices – Results from a comprehensive field experiment in Norway* (S. 113821). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113821>

infas. (2018, Dezember 16). infas—Continental veröffentlicht Mobilitätsstudie 2018. *infas.*

<https://www.infas.de/continental-veroeffentlicht-mobilitaetsstudie-2018/>

KfW. (2025). *KfW-Energiewendebarmeter 2025. Zustimmung stabil – jeder dritte Haushalt nutzt Energiewendetechnologie.* <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-KfW-Energiewendebarmeter/KfW-Energiewendebarmeter-2025.pdf>

Löffler, M. J. (2025). *Dynamische Stromtarife zur Regelung der EE-Versorgung: Eine Analyse am Beispiel des Stromverbrauchs im Jahr 2024* (Schriftenreihe des Westfälischen

- Energieinstituts, Heft 1/2025). Westfälisches Energieinstitut.
<https://doi.org/10.82307/srwei.vi1>
- Mehr, G., & Eskandarian, A. (2026). *GitHub—SimBEV: [ITSC 2026] SimBEV is a configurable and scalable synthetic driving data generation tool and dataset based on the CARLA Simulator*. *GitHub*. <https://github.com/GoodarzMehr/SimBEV>
- Navidi, T., Gamal, A. E., & Rajagopal, R. (2023). Coordinating Distributed Energy Resources for Reliability can Significantly Reduce Future Distribution Grid Upgrades and Peak Load. *Joule*, 7(8), 1769–1792. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.015>
- Norwegian Energy Regulatory Authority. (2023, April 17). *Norways smart meter journey completes as 99 % of Norwegians now have a smart meter—NVE*. <https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/nve-rme-news/latest-news/norways-smart-meter-journey-completes-as-99-of-norwegians-now-have-a-smart-meter/>
- NOW GmbH. (2024). *Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf – Neuauflage 2024*. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/06/Studie_Ladeinfrastruktur-2025-2030_Neuauflage-2024.pdf
- Open Energy Tracker. (2025b). *Erneuerbare Wärme*.
<https://openenergytracker.org/docs/germany/heat/#warmepumpen> (abgerufen am 26.11.2025)
- Stute, J., & Klobasa, M. (2024). How do dynamic electricity tariffs and different grid charge designs interact? - Implications for residential consumers and grid reinforcement requirements. *Energy Policy*, 189. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114062>
- Übertragungsnetzbetreiber. (2025). *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-01/Szenariorahmen_2037_2045_Entwurf_0.pdf

VDE FNN. (2022). *Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystemen*.

<https://www.vde.com/resource/blob/2199366/c0105f2fb4cdc5e8a6f9a97467db64d6/gesamtkonzept-steuerung-pdf-data.pdf>

Wilczynski, E. J., Chambers, J., Patel, M. K., Worrell, E., & Pezzutto, S. (2023). Assessment of the thermal energy flexibility of residential buildings with heat pumps under various electric tariff designs. *Energy and Buildings*, 294, 113257. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113257>

Anhang

Herkunft der Szenario Daten

Die Simulationsdaten basieren auf dem eGon2035-Szenario, einem deutschlandweiten, offenen Energiedatensatz des Reiner Lemoine Instituts. eGon2035 orientiert sich am Netzentwicklungsplan 2035 (Szenario C, Version 2021) sowie am TYNDP und bildet einen mittelfristigen Ausbaupfad für das deutsche Energiesystem ab.

Netztopologie

Das verwendete Mittelspannungsnetz (ID mvgd_32866, Raum Euskirchen, Nordrhein-Westfalen, ca. 6,82° E / 50,66° N) ist ein synthetisch erzeugtes Netz. Mittel- und Niederspannungsnetze sind in eGon nicht als reale Messdaten vorhanden, sondern werden mit dem Open-Source-Tool ding0 (Distribution Network Generator) algorithmisch generiert. ding0 erzeugt realistische Netztopologien auf Basis der Standorte der HS/MS-Umspannwerke (aus OpenStreetMap via osmTGmod), der Netzgebietspolygone und Lastgebiete, der Gebäudestandorte und -spitzenlasten, der Einspeisepunkte aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) sowie des Straßennetzes (OpenStreetMap) für das Leitungs-Routing.

Die Netztopologie wurde anschließend mit eDisGo (Modul wp_flex) mit eGon2035-Daten befüllt und am 15./16. November 2023 exportiert.

Durchdringung EV 2035

Prognosen 2035:

- Gleichbleibende Anzahl an Fahrzeugen: ca. 50Mio
- Haushalte: 43. 17Mio (Destatis, 2025)
- BEV Anteil der PKW-Flotte (NOW 2025) (58 %EV davon 90 % BEV): 52.2 %

Haushalte mit EV (PKW/Haushalte* BEV-Anteil): 60.4 %