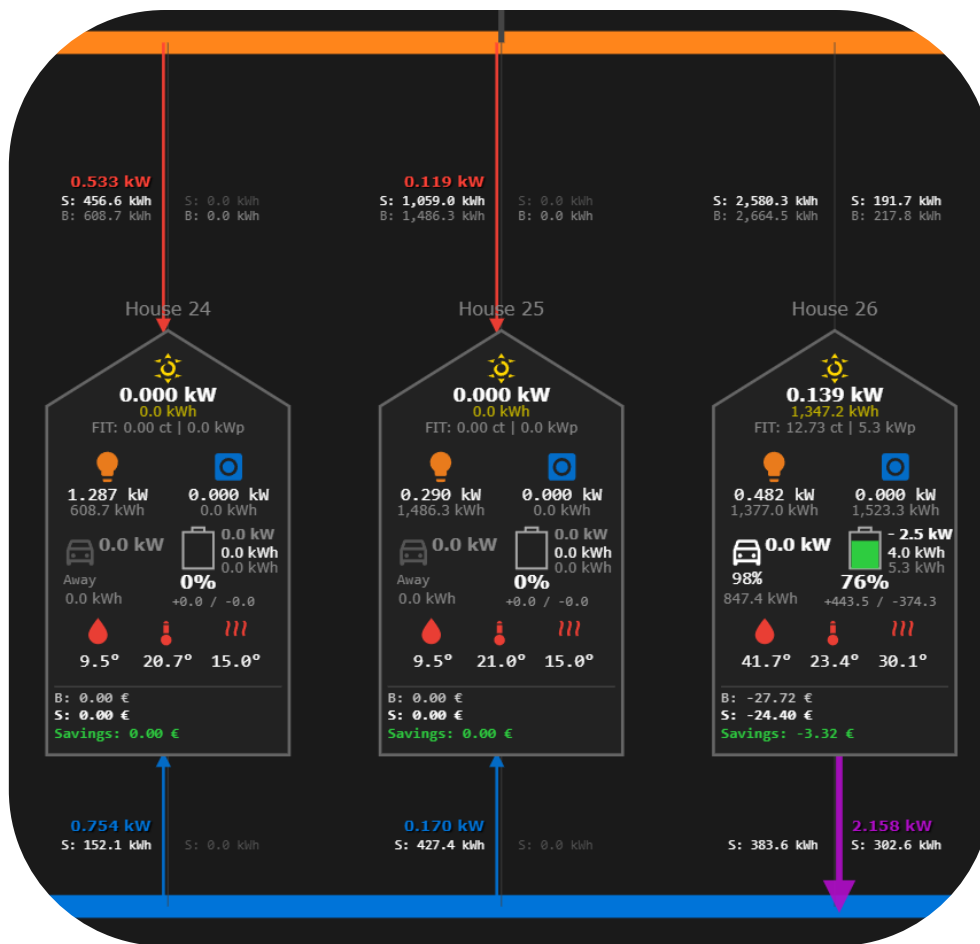




Energy Sharing - Simulationsbasierte Potenzialanalyse

Masterarbeit

Jonas Eck

26.03.2026

HTW Berlin

Fachbereich 1

M. Sc. Regenerative Energien

Betreuung

Prof. Dr.-Ing. Volker Quaschnig

M. Sc. Joseph Bergner

Inhalt

Kurzfassung	3
1 Motivation	5
2 Rechtliche Rahmenbedingungen	9
2.1 EU-Recht	9
2.2 Deutsches Recht	9
2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen in anderen Ländern	11
2.4 Mögliche Modelle von Energy Sharing	12
3 Technische Voraussetzungen	15
3.1 Physikalische Anlagen und Netzanschluss	15
3.2 Intelligente Messinfrastruktur und Datenkommunikation	15
3.3 Digitale-Sharing-Plattform	17
3.4 Energy Management System	21
4 Ökonomische Potenzialanalyse von Energy Sharing	23
4.1 Photovoltaik Anlagen	24
4.2 Biomasse Anlagen	28
4.3 Windkraftanlagen	30
5 Aufbau des Simulationsmodells	34
5.1 Eingangsdaten und Parametrisierung	34
5.2 Simulationsaufbau	38
5.3 Vorberechnung	40
5.4 Simulationsschleife	42
5.4.1 Tägliche Ladeplanung	42
5.4.2 Referenz-Simulation und Gebäudemodell	45
5.4.3 Sharing-Algorithmus und Preisbildung	51
5.4.4 Ausführungsphase	54
5.5 Schlussberechnung und Datenaufbereitung	55
5.6 Datenauswertung und Visualisierung	56
6 Simulationsdurchführung und Ergebnisdarstellung	59
6.1 Sensitivitätsanalyse mit homogener Anlagenverteilung	59
6.2 Szenario Realistische Einfamilienhaussiedlung	64
6.3 Szenario Zukünftige Einfamilienhaussiedlung	69
7 Schlussbetrachtung	75
7.1 Kritische Diskussion	75
7.2 Zusammenfassung und Ausblick	77
Anhang	79
Verzeichnisse	81

Kurzfassung

Die Masterarbeit „Energy Sharing – Simulationsbasierte Potenzialanalyse“ untersucht die ökonomischen und netztechnischen Potenziale der gemeinschaftlichen Energienutzung in Deutschland. Vor dem Hintergrund des dezentralen Ausbaus erneuerbarer Energien und der fortschreitenden Elektrifizierung durch Wärmepumpen und Elektromobilität entstehen zunehmende Herausforderungen und Kosten im Stromnetz. Zusätzlich fallen in den kommenden Jahren viele PV-Anlagen aus der 20-jährigen Einspeisevergütung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Energy Sharing, welches in Deutschland durch den § 42c EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) rechtlich verankert wird, verspricht durch eine lokale Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch eine Entlastung der Stromnetze und finanzielle Vorteile für die Teilnehmenden.

Zur Quantifizierung dieses Potenzials wird aufbauend auf einer rechtlichen und technischen Einordnung eine datengestützte Potenzialanalyse durchgeführt, die zeigt, dass Energy Sharing besonders für Windkraftanlagen sowie für ausgeförderte und niedrig vergütete Photovoltaikanlagen profitabel sein kann. Den Kern der wissenschaftlichen Untersuchung bildet ein in MATLAB entwickeltes Simulationsmodell, das eine Energy Sharing Community (ESC) bestehend aus 50 unterschiedlichen Haushalten abbildet. Das Modell simuliert Energieflüsse zwischen Haushalten, die mit Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), Heimspeichern, Elektroautos und Wärmepumpen ausgestattet sind. Darauf aufbauend werden energetische Kennzahlen wie Autarkiegrad und Eigenverbrauch, wirtschaftliche Größen wie die Gesamtkosten und die Einsparung durch das Energy Sharing sowie die Belastung eines simulierten Trafos berechnet. Zudem wurde ein visuelles Dashboard für die einfache Auswertung der Simulationsergebnisse erstellt, welches eine nachhaltige Nutzung des Simulationsmodells ermöglicht, da verschiedenste Szenarien einfach simuliert und ausgewertet werden können.

Die Simulationsergebnisse für den Status quo belegen, dass Energy Sharing unter den aktuellen rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen moderat lukrativ ist und die Autarkie sowie den Eigenverbrauch der Gemeinschaft leicht steigert. Es zeigen sich allerdings keine Auswirkungen auf die Netzbelastung. Werden zusätzliche finanzielle Anreize wie ein Erlass der Stromsteuer simuliert, oder betrachtet man ein stark elektrifiziertes Zukunftsszenario im Jahr 2030 mit vielen ausgeförderten PV-Anlagen, führt Energy Sharing zu starken Kosteneinsparungen von 15,8 % für die Gemeinschaft und steigert den Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil deutlich.

Hinsichtlich der Netzzrückwirkungen zeigt die Simulation, dass das Energy Sharing das Verteilnetz entlasten kann. Durch die kooperative Nutzung von Heimspeichern innerhalb der Gemeinschaft können mittägliche PV-Einspeisespitzen besser gepuffert werden, was in dem Zukunftsszenario die thermische Belastung und die daraus resultierende Alterung des Ortsnetztransformators um bis zu 15,1 % senkt. Fallen die Speicherkapazitäten in der Gemeinschaft jedoch zu gering aus, laden sich diese durch den geteilten Strom bereits frühzeitig auf, sodass kritische Einspeisespitzen nicht mehr abgefangen werden können, was wiederum zu einer höheren Netzbelastung durch Energy Sharing führen kann.

Die Arbeit schließt mit der Erkenntnis, dass Energy Sharing ein lukratives Erlös-konzept für ausgeförderte sowie niedrig vergütete erneuerbare Erzeugungsanlagen bietet und dadurch deren Zubau und deren Weiterbetrieb fördern kann. Die netztechnische Entlastung hängt jedoch von der Verfügbarkeit von Flexibilität, insbesondere adäquat dimensionierter Batteriespeicher, ab. Weitere Untersuchungen sind erforderlich, um die tatsächlichen

Auswirkungen auf das Stromnetz unter Realbedingungen vollumfänglich abschätzen zu können.

Abstract

The master's thesis "Energy Sharing – Simulation-based Potential Analysis" investigates the economic and grid-related potentials of collective energy use in Germany. Against the backdrop of the decentralized expansion of renewable energies and the ongoing electrification through heat pumps and electric mobility, increasing challenges and costs arise in the power grid. Additionally, in the coming years, many PV systems will fall out of the 20-year EEG feed-in tariff. Energy sharing, which is legally anchored in Germany by Section 42c of the Energy Industry Act (EnWG), promises to relieve the distribution grids and provide financial benefits for participants through a local synchronization of generation and consumption.

To quantify this potential, a data-driven potential analysis is conducted based on a legal and technical classification, demonstrating that energy sharing can be particularly profitable for wind turbines as well as for post-funding and low-remuneration photovoltaic systems. The core of the scientific investigation is a simulation model developed in MATLAB, which depicts an Energy Sharing Community (ESC) consisting of 50 heterogeneous households. The model simulates energy flows between households equipped with photovoltaic (PV) systems, home storage units, electric vehicles, and heat pumps. Based on this, energetic key figures such as the degree of self-sufficiency and self-consumption, economic metrics such as total costs and savings through energy sharing, as well as the load on a simulated transformer are calculated. Furthermore, a visual dashboard was created for the easy evaluation of the simulation results. This enables a sustainable, long-term use of the simulation model, as a wide variety of scenarios can be easily simulated and analyzed.

The simulation results for the status quo show that energy sharing is moderately lucrative under current legal and technical framework conditions and slightly increases the self-sufficiency and self-consumption of the community. However, no effects on the grid load are observed. If, on the other hand, financial incentives such as an exemption from the electricity tax are simulated, or if a highly electrified future scenario in the year 2030 with many post-EEG PV systems is considered, energy sharing leads to substantial cost savings of 15.8 % for the community and strongly increases the degree of self-sufficiency and the self-consumption rate.

Regarding the grid impacts, the simulation of the future scenario shows that energy sharing can relieve the distribution grid. Through the cooperative use of home storage systems within the community, midday PV feed-in peaks can be better buffered. In a highly electrified future scenario, this reduces the thermal load and the resulting aging of the local grid transformer by up to 15.1 %. However, if the storage capacities in the community are dimensioned too small, they charge early due to the shared electricity, meaning that critical feed-in peaks can no longer be absorbed, which in turn can lead to a higher grid load.

The thesis therefore concludes with the finding that energy sharing offers a lucrative revenue concept for post-EEG and low-remuneration renewable generation plants, and can thereby promote their expansion as well as their continued operation. The grid-related relief, however, depends crucially on the availability of sufficient flexibilities, particularly adequately dimensioned battery storage systems. Further investigations are necessary to fully assess the actual impacts on the power grid under real-world conditions.

1 Motivation

Die Energiewende in Deutschland, maßgeblich angestoßen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000, führte zu einem fundamentalen Wandel in der Energieversorgung: Weg von zentralen Großkraftwerken, hin zu einer dezentralen Struktur mit Millionen von kleinen Stromerzeugern. Dank garantierter Einspeisevergütungen investierten Millionen von Bürgerinnen und Bürgern in eigene PV-Anlagen [1]. Dieser Schritt macht sie zu sogenannten „Prosumern“, Akteuren, die sowohl Strom konsumieren als auch produzieren. Gleichzeitig treibt die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors durch Wärmepumpen und Elektroautos (engl. Electric Vehicles, EV) den Strombedarf von Haushalten in die Höhe und lässt deren Verbrauchsprofile dynamischer werden [2, S. 33]. Wie massiv sich der Ausbau von PV-Anlagen, Wärmepumpen und EVs niederschlägt, veranschaulicht Abbildung 1. Es werden die historischen Verläufe des Zubaus kleiner und mittelgroßer PV-Anlagen, Wärmepumpen und EVs sowie deren zugehörige Prognosen dargestellt.

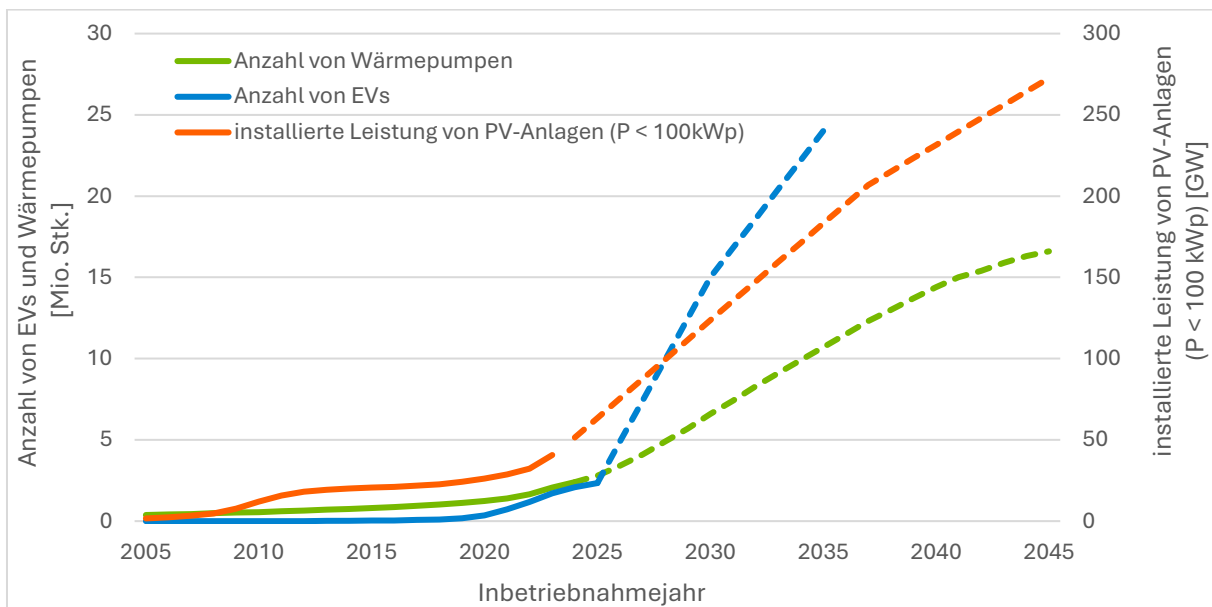


Abbildung 1: Entwicklung und Prognose der installierten PV-Leistung und Anzahl von Wärmepumpen und EVs (eigene Darstellung auf Basis [3, S. 36], [4, S. 139], [5, S. 12], [6, S. 17], [7], [8])

Es wird deutlich, dass diese dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in den letzten Jahren stark an Bedeutung für das Stromsystem gewonnen haben, und diese Bedeutung laut Prognosen sowie politischen Zielen in den kommenden Jahren noch weiter steigen soll. Dieser dezentrale Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und Verbraucher ist ein unbestreitbarer Erfolg für den Klimaschutz und die Energieunabhängigkeit, doch der Erfolg offenbart zunehmend eine nachgelagerte Herausforderung: Eine steigende Komplexität im Netzbetrieb [9, S. 104]. Die Notwendigkeit für Netzausbaumaßnahmen und Redispatch-Eingriffe sind die Folge. Abbildung 2 zeigt die Entwicklung und Prognose der Kosten für den Netzausbau der Übertragungs- und Verteilnetze.

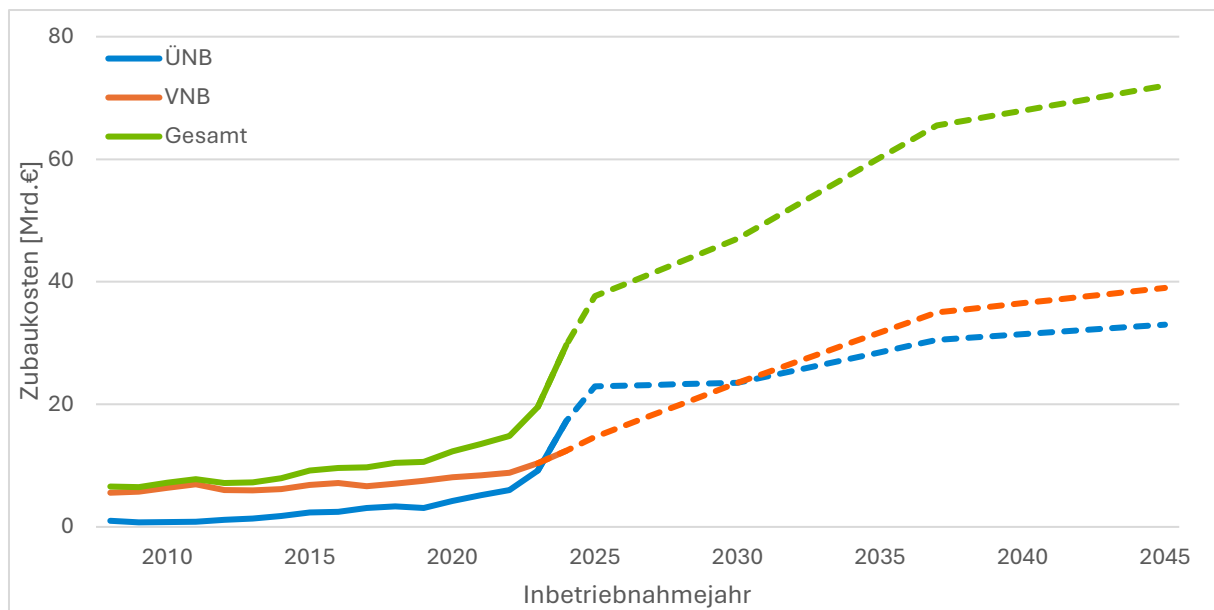


Abbildung 2: Entwicklung und Prognose der Netzausbaukosten (eigene Darstellung auf Basis [10, S. 3, 8], [11], [12, S. 3], [13, S. 10])

Es zeigt sich, dass sowohl die Verteilnetzbetreiber (VNB) als auch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von einer Kostenzunahme betroffen sind. Dies lässt sich unter anderem auf den bereits erwähnten Ausbau dezentraler Erzeuger und Verbraucher zurückführen. Folglich besteht ein Interesse daran, Potenziale zur Kostensenkung zu identifizieren und zu realisieren.

Neben dieser netzseitigen Herausforderung ergibt sich zunehmend auch auf Seiten der PV-Anlagenbetreiber ein Handlungsbedarf. Für eine stetig wachsende Anzahl der frühen PV-Anlagen, die in den Anfangsjahren des EEG installiert wurden, endet nach 20 Jahren die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung. Abbildung 3 zeigt die Zubaurate in Form der jährlich installierten Leistung von PV-Anlagen mit weniger als 100 kWp nach Inbetriebnahmejahr.

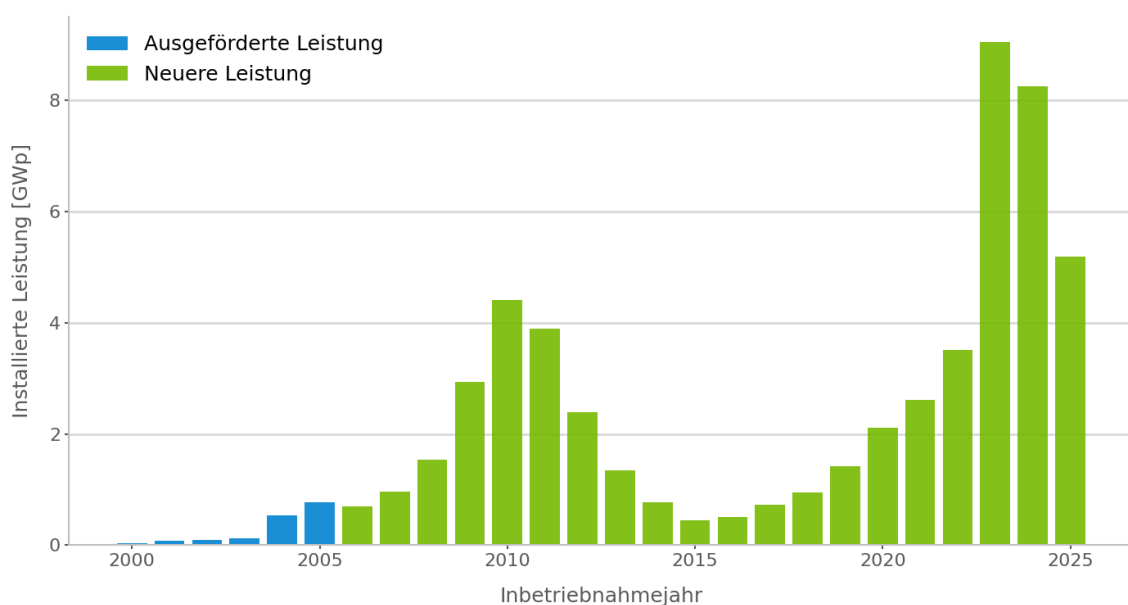


Abbildung 3: Zubau von PV-Anlagen (< 100 kWp) nach Inbetriebnahmejahr (eigene Darstellung auf Basis [14])

Es wird deutlich, dass bereits im Jahr 2026 1,7 GWp an installierter PV-Leistung von Anlagen unter 100 kWp nicht mehr durch das EEG vergütet werden. Unter der Annahme, dass in den kommenden Jahren keine Anlagen stillgelegt werden, würde diese Zahl bis zum Jahr 2030 auf 7,8 GWp anwachsen. Mit Wegfall dieser Subventionierung müssen sich viele Anlagenbetreiber nach alternativen Erlös Konzepten umschaun, um den Weiterbetrieb ihrer abgeschriebenen, aber technisch noch funktionsfähigen Anlagen zu sichern [15].

Ein vielversprechender Lösungsansatz, um sowohl die dezentrale Energiewende netzdienlicher zu gestalten als auch den Anlagenbetreibern neue Erlösperspektiven zu eröffnen, ist das Konzept des „Energy Sharing“. Die Grundidee besteht darin, lokal erzeugte Energie auch lokal und zeitgleich zu verbrauchen, ohne den physikalischen und bilanziellen Umweg über die überlagerten Spannungsebenen des Stromnetzes zu gehen. Dabei würden Prosumer ihren PV-Strom direkt an Verbraucher:innen verkaufen ohne auf die gesetzliche Einspeisevergütung angewiesen zu sein. Während europäische Nachbarländer wie Österreich, Italien und die Schweiz bereits erfolgreich rechtliche Rahmenbedingungen für lokale Energiegemeinschaften etabliert haben und ein rasantes Wachstum dieser Modelle verzeichnen, steht Deutschland diesbezüglich noch am Anfang. Mit der Einführung des § 42c EnWG („Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie“) wird nun jedoch auch hierzulande das rechtliche Fundament gelegt, um Energy Sharing über das öffentliche Verteilnetz schrittweise zu ermöglichen.

Aus politischer und netzplanerischer Sicht ist mit diesem kommenden Gesetz die Erwartung verbunden, dass Energy Sharing durch die lokale Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch die übergeordneten Netzebenen entlastet und die Energiewende durch eine stärkere Einbindung von Prosumern beschleunigt [16, S. 1–2]. Die praktische Umsetzung und Akzeptanz dieses Modells hängen jedoch maßgeblich von der individuellen Wirtschaftlichkeit für die Teilnehmenden ab. Prosumer und Verbraucher:innen werden sich nur dann zu lokalen Energy-Sharing-Gemeinschaften (engl. Energy-Sharing-Community, ESC) zusammenschließen, wenn der direkte Energiehandel finanzielle Vorteile gegenüber dem klassischen Netzbezug oder der staatlichen Einspeisevergütung bietet.

Aus dieser Ausgangslage ergibt sich die Notwendigkeit, die komplexen technischen und marktlichen Wechselwirkungen beim Energy Sharing zu untersuchen. Hierzu werden zunächst die rechtlichen Rahmenbedingungen dargelegt, verschiedene Energy-Sharing-Konzepte definiert und die zugrunde liegenden technischen Anforderungen erläutert. Um die Relevanz des Konzepts für den deutschen Markt zu quantifizieren, erfolgt im Anschluss eine datengestützte ökonomische Potenzialabschätzung. Darauf aufbauend bildet die Entwicklung eines frei parametrisierbaren Simulationsmodells in MATLAB den Kern der Betrachtung. Da das Potenzial von Energy Sharing stark vom jeweiligen Szenario abhängt, wird außerdem ein graphisches Dashboard entwickelt, um verschiedenste simulierte Szenarien einfach auswerten zu können. Dies ermöglicht eine nachhaltige und individuelle Nutzung des Simulationsmodells. Die abschließende simulationsbasierte Potenzialanalyse vergleicht dann ausgewählte simulierte Szenarien mit und ohne Energy Sharing.

Die zentrale Forschungsfrage der vorliegenden Arbeit lautet daher, ob und unter welchen Anlagenkonfigurationen und Marktbedingungen sich Energy Sharing in Deutschland für die Teilnehmer ökonomisch vorteilhaft umsetzen lässt und inwiefern diese lokale Vernetzung zur Steigerung der Autarkie sowie zur physikalischen Entlastung der Verteilnetzinfrastuktur beiträgt. Dem liegt die Arbeitshypothese zugrunde, dass die Implementierung von Energy Sharing durch die Synchronisation von dezentraler

Erzeugung und flexibler Last zu einer Steigerung des lokalen Eigenverbrauchs und der Autarkie führt. Es wird postuliert, dass diese virtuelle Vernetzung von Prosumern und Verbraucher:innen zu einer Kostensenkung der Verbraucher:innen und einer Erlössteigerung der Prosumer führt und die Netzinfrastuktur entlastet wird.

2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die praktische Umsetzung von Energy Sharing ist untrennbar mit den regulatorischen Vorgaben verbunden. Der rechtliche Rahmen entscheidet über Teilnehmer, räumliche Grenzen, Messanforderungen und finanzielle Anreize. Die Europäische Union hat in den letzten Jahren die Entwicklung hin zum Energy Sharing angestoßen.

2.1 EU-Recht

Die regulatorische Basis für die gemeinschaftliche Energienutzung auf europäischer Ebene entwickelte sich in zwei wesentlichen Phasen. Den Grundstein legte im Jahr 2018 die Neufassung der Erneuerbare Energien Richtlinie (engl. Renewable Energy Directive, RED II), welche erstmals Konzepte für neue Marktakteure definierte [17, S. 22]. Einerseits etablierte die Richtlinie die „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft“ (engl. Renewable Energy Community, REC) als eigenständige Rechtsperson. Diese darf erneuerbare Energie produzieren, verbrauchen, speichern und teilen, wobei das primäre Ziel nicht in der Erzielung finanzieller Gewinne, sondern in der Schaffung ökologischer und sozialer Vorteile liegen soll. Andererseits führte die RED II das Konzept der „gemeinsam handelnden Eigenversorger“ ein. Deren Recht auf kollektiven Eigenverbrauch blieb jedoch auf den unmittelbaren räumlichen Zusammenhang, etwa dasselbe Gebäude oder denselben Wohnblock, beschränkt.

Eine Erweiterung dieses Rahmens erfolgte durch die Reform des Elektrizitätsmarktdesigns (EMD) im Juni 2024 [18, S. 8 f.]. Mit der Richtlinie „(EU) 2024/1711“ wurde in Artikel 15a ein explizites „Recht auf gemeinsame Energienutzung“ verankert. Im Gegensatz zu den organisationsbasierten Strukturen der REC knüpft dieses Recht direkt an den Status des individuellen „aktiven Kunden“ an. Es ermöglicht den Eigenverbrauch von erneuerbarer Energie, die auch außerhalb des eigenen Standorts erzeugt worden sein kann, wobei die Transaktion auch auf privaten zivilrechtlichen Vereinbarungen basieren darf. Hinsichtlich der nationalen Ausgestaltung formuliert die Richtlinie „(EU) 2024/1711“ Vorgaben, um die Systemstabilität und finanzielle Fairness zu gewährleisten. So ist eine zeitliche Zuordnung der geteilten Energiemengen erforderlich, wobei diese Bilanzierung innerhalb eines Zeitintervalls erfolgen muss, das den Abrechnungszeitraum für Ausgleichsenergie nicht überschreitet. In der Regel entspricht dies einem 15-Minuten-Takt. In räumlicher Hinsicht sieht Artikel 15a vor, dass die gemeinsame Nutzung grundsätzlich innerhalb derselben Gebotszone möglich sein muss, räumt den Mitgliedstaaten jedoch die Option ein, dieses Recht auf engere geografische Gebiete zu begrenzen.

Um administrative Markteintrittsbarrieren für kleinere Akteure zu reduzieren, verpflichtet die Richtlinie die Mitgliedstaaten zudem dazu, bestimmte Gruppen von „aktiven Kunden“ von den unverhältnismäßigen Pflichten eines klassischen Versorgers zu befreien. Diese Privilegierung greift bei Haushalten mit einer installierten Leistung von bis zu 10,8 kW sowie bei Mehrparteienhäusern mit einer installierten Leistung von maximal 50 kW. Den Mitgliedstaaten wird hierbei ein Spielraum zur Anhebung der Grenzen auf 30 kW beziehungsweise 100 kW gewährt. Neben diesen erleichterten regulatorischen Anforderungen behalten alle Teilnehmer ihre vollen Endkundenrechte, einschließlich der freien Wahl eines Versorgers für den Reststrombezug.

2.2 Deutsches Recht

Das deutsche Energierecht differenziert hinsichtlich der kollektiven Nutzung dezentral erzeugter Energie danach, ob das öffentliche Versorgungsnetz in Anspruch genommen

wird. Für die lokale Versorgung ohne Netznutzung etablieren die §§ 42a und 42b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zwei Modelle [19]. Das Mieterstrommodell gemäß § 42a EnWG ermöglicht die Belieferung von Letztverbrauchern mit Strom aus gebäudenahen Anlagen, unterwirft den Betreiber jedoch weitgehenden energiewirtschaftlichen Lieferantenpflichten. Zur Reduktion dieser administrativen Hürden wurde die „Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“ nach § 42b EnWG eingeführt. Dieses Modell erlaubt die Nutzung von Solarstrom innerhalb desselben Gebäudes ohne Netzdurchleitung, wobei an die Stelle eines vollumfänglichen Liefervertrags ein Gebäudestromnutzungsvertrag tritt. Dieser regelt primär die Verteilung der Energie über einen Aufteilungsschlüssel und befreit den Betreiber von der Pflicht zur Vollversorgung. Mit der Einführung des § 42c EnWG, „Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie“, wurde der Rechtsrahmen um ein Instrument für das Energy Sharing unter Nutzung des öffentlichen Elektrizitätsverteilernetzes erweitert. Diese Vorschrift gestattet es Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie Speichern, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen zwischenspeichern, die erzeugte Energie über das öffentliche Netz an Dritte weiterzugeben. Dabei darf der Betrieb der Anlage weder überwiegend der gewerblichen noch überwiegend der selbständigen beruflichen Tätigkeit des Betreibers dienen. Der Kreis der Teilnehmereberechtigten umfasst alle Letztverbraucher, wobei Unternehmen nur partizipieren dürfen, wenn sie den Status eines Kleinstunternehmens oder eines kleinen bis mittleren Unternehmens (KMU) erfüllen [20]. Die operative Umsetzung des Energy Sharing erfordert den Abschluss eines „Vertrags zur gemeinsamen Nutzung“ zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Abnehmer. Dieser Vertrag muss einen Aufteilungsschlüssel enthalten, welcher den Umfang des Nutzungsrechts an der erzeugten Energie definiert, sowie gegebenenfalls die Höhe einer entgeltlichen Gegenleistung regeln. Zur Gewährleistung der bilanziellen Abwicklung und der Zuordnung der Energiemengen ist der Einsatz intelligenter Messsysteme erforderlich, um die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch viertelstundenscharf zu erfassen. Der Gesetzgeber sieht eine stufenweise räumliche Ausweitung des Modells vor. Während die gemeinsame Nutzung ab dem 1. Juni 2026 zunächst auf das Bilanzierungsgebiet eines einzigen Elektrizitätsverteilernetzbetreibers beschränkt ist, wird diese Möglichkeit ab dem 1. Juni 2028 auf das Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Verteilernetzbetreibers innerhalb derselben Regelzone ausgeweitet. Eine Verpflichtung zur Vollversorgung besteht für den Betreiber der Anlage nicht. Stattdessen müssen die Teilnehmer über die Notwendigkeit eines ergänzenden Reststrombezugs informiert werden, dessen Lieferantenwahl ihnen freisteht. Zur Förderung kleinerer Projekte sieht der Gesetzgeber administrative Erleichterungen vor. Sofern die installierte Leistung der Anlage 30 kW bei Einzelhaushalten oder 100 kW bei Mehrparteienhäusern nicht überschreitet, entfallen wesentliche Anzeige- und Rechnungslegungspflichten der §§ 5 und 40 bis 42 EnWG [19, S. 158–161].

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ist hervorzuheben, dass das EnWG für die im Rahmen des Energy Sharing geteilten Strommengen keine Befreiung von Netzentgelten, Umlagen oder Steuern vorsieht. Eine potenzielle finanzielle Entlastung bietet jedoch das Stromsteuergesetz (StromStG). Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist Strom, der in Anlagen mit einer Nennleistung von bis zu zwei Megawatt aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird, von der Steuer befreit, sofern er im „räumlichen Zusammenhang“ zu der Anlage entnommen wird [21, S. 5]. Die Stromsteuerverordnung (§ 12b StromStV) stellt klar, dass dieser Zusammenhang auch bei Nutzung des öffentlichen Netzes bestehen kann, die Teilnehmer sich jedoch in einem Radius von 4,5 km um die Anlage befinden müssen

[22]. Während § 42c EnWG eine weite geografische Ausdehnung erlaubt, wäre dieser steuerliche Vorteil also nur für ESCs nutzbar, die sich vollständig innerhalb dieser engen räumlichen Grenze organisieren. Die Stromsteuer beträgt aktuell 2,05 ct/kWh [23].

2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen in anderen Ländern

Österreich

Österreich gilt als einer der Vorreiter bei der Umsetzung der europäischen Vorgaben zur Dezentralisierung des Energiesystems. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) schuf der Gesetzgeber bereits im Jahr 2021 einen Rechtsrahmen, dessen Kernstück die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG) bildet. Das Gesetz differenziert dabei anhand der räumlichen Ausdehnung und der genutzten Netzinfrastruktur zwischen der lokalen und der regionalen EEG. Eine lokale EEG beschränkt sich auf Teilnehmer, die im Niederspannungsnetz, also an Netzebenen 6 und 7, hinter derselben Ortsnetz-Transformatorstation verbunden sind. Die regionale EEG hingegen fasst einen größeren geografischen Bereich über die Mittelspannungsebene (Netzebenen 4 und 5) zusammen und wird durch das vorgelagerte Umspannwerk begrenzt. Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, potenziellen Gründern einer EEG binnen 14 Tagen Auskunft darüber zu geben, ob geplante Teilnehmer dem gleichen Lokal- oder Regionalbereich zugeordnet sind [24, S. 54 f.]. Ein wesentlicher Treiber für die Verbreitung dieses Modells ist das finanzielle Anreizsystem für den innerhalb der Gemeinschaft geteilten Strom. Dieses setzt sich aus drei Komponenten zusammen. Erstens profitieren die Teilnehmer von einer signifikanten Reduktion der Netznutzungsentgelte. Da der lokal verbrauchte Strom die vorgelagerten Netzebenen nicht belastet, müssen diese auch nicht finanziert werden. Für lokale EEGs resultiert daraus eine Reduktion von circa 57 % der Netzentgelte. In regionalen EEGs können Teilnehmer auf der Mittelspannungsebene bis zu 64 % der Netzentgelte einsparen und Teilnehmer auf der Niederspannungsebene erhalten einen Abschlag von rund 28 %, da sie weiterhin die unteren Netzebenen für den Transport innerhalb der Region nutzen [25]. Die Netzentgelte liegen 2025 in Österreich im Schnitt bei 9,28 ct/kWh [26]. Zweitens sieht der Gesetzgeber eine Befreiung von der Elektrizitätsabgabe für den geteilten Strom vor, was im Jahr 2025 einer Entlastung von 1,5 ct/kWh entsprach [27], [28]. Drittens entfällt der Erneuerbaren-Förderbeitrag, der für Haushaltskunden im selben Zeitraum bei rund 0,8 ct/kWh lag [29]. Aggregiert man diese Komponenten, ergibt sich für Haushaltskunden in einer lokalen EEG eine Gesamtersparnis von rund 7,6 ct/kWh gegenüber dem regulären Netzbezug. In der Praxis hat dieser anreizbasierte Rahmen zu einer schnellen Entwicklung von EEGs geführt. Ende 2025 waren bereits 6.500 EEGs in Österreich gemeldet [30].

Italien

Ähnlich wie Österreich hat auch Italien einen anreizbasierten Rechtsrahmen zur Umsetzung der RED-II-Vorgaben implementiert, dessen konsolidierte Fassung seit Anfang 2024 in Kraft ist [31]. Das italienische Modell differenziert dabei zwischen dem kollektiven Eigenverbrauch für Teilnehmer innerhalb desselben Gebäudes (Autoconsumo Collettivo, AUC) und der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft (Comunità Energetiche Rinnovabili, CER), welche das öffentliche Netz nutzt. Alle teilnehmenden Erzeuger und Verbraucher einer CER müssen sich dabei im Einzugsbereich desselben Umspannwerkes (Cabina Primaria) befinden [32]. Das finanzielle Fördermodell in Italien setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen. Das Kernstück bildet eine staatliche Betriebsprämie (Tariffa Incentivante), die vom Energiedienstleister GSE (Gestore dei Servizi Energetici) für jede

innerhalb der Gemeinschaft geteilte Kilowattstunde über einen Zeitraum von 20 Jahren ausgezahlt wird. Die Höhe dieser Prämie wird zeitvariabel in Abhängigkeit vom Strompreis berechnet, unterliegt jedoch festen Obergrenzen, die sich nach der Anlagengröße richten. Für Anlagen bis 200 kW liegt der Deckel bei 12 ct/kWh, für Anlagen bis 600 kW bei 11 ct/kWh und für Anlagen bis 1 MW bei 10 ct/kWh [31]. Eine ergänzende Förderung adressiert spezifisch den ländlichen Raum. CERs in Gemeinden mit weniger als 50.000 Einwohnern können einen Investitionskostenzuschuss von bis zu 40 % aus den Mitteln des Nationalen Aufbau- und Resilienzplans beantragen [33]. Während es im März 2025 nur 212 aktive CERs gab, ist das Interesse und das erwartete Wachstum mit 2.000 Anträgen deutlich höher [34].

Schweiz

Die Schweiz, als Nicht-EU-Mitglied, ist nicht an die RED-II- oder EMD-Vorgaben gebunden und hat daher die Möglichkeit, die rechtlichen Rahmenbedingungen frei zu gestalten. Mit dem „Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien“, das am 1. Januar 2026 vollständig in Kraft getreten ist, schafft die Schweiz einen neuen Rechtsrahmen für Energy Sharing [35]. Dabei wird unter anderem die „Lokale Elektrizitätsgemeinschaft“ (LEG) eingeführt. Eine LEG ist auf das Gebiet eines Verteilnetzbetreibers und auf die Netzebenen Niederspannung und Mittelspannung beschränkt. Teilnahmeberechtigt als Erzeuger sind ausschließlich Anlagen aus erneuerbaren Energien, wobei jede Anlage oder Verbrauchsstelle nur einer LEG zugeordnet werden kann. Zudem muss die Summe der eingebrachten Erzeugungsleistungen mindestens 5 % der Summe der Anschlussleistungen der teilnehmenden Letztverbraucher betragen. Speicher dürfen zwar an einer LEG teilnehmen, allerdings dürfen sie bilanziell nicht mehr einspeisen als sie aus der LEG bezogen haben. Für jede innerhalb der LEG geteilten Kilowattstunde wird ein reduziertes Netznutzungsentgelt erhoben. Als Basis gilt ein Abschlag von 40 % auf den Standardarbeitspreis. Sobald für den Austausch eine Transformation und damit mehrere Netzebenen beansprucht werden, reduziert sich der Abschlag für alle LEG-Teilnehmer auf 20 %. Alle staatlichen Abgaben und Steuern müssen weiterhin bezahlt werden [36]. Der Median der Netzkosten für einen durchschnittlichen Haushaltskunden betrug 2025 12,2 rp/kWh (12,8 ct/kWh)[37]. Bei geteiltem Strom über die gleiche Spannungsebene würde sich damit ein Vorteil von 4,9 rp/kWh ergeben, was circa 5,2 ct/kWh entspricht. Der Schweizer Ansatz nähert sich damit, trotz fehlender EU-Bindung, den Grundsätzen anderer europäischer Länder an.

2.4 Mögliche Modelle von Energy Sharing

Da Energy Sharing über das öffentliche Stromnetz in Deutschland ein neues Konzept ist und es hier aktuell noch keine fest etablierten Modelle dafür gibt, werden derzeit verschiedene Konzepte zur praktischen Umsetzung diskutiert. Die Deutsche Energie-Agentur beschreibt drei Energy Sharing Modelle, die sich in der Organisation und den Lieferbeziehungen unterscheiden [38, S. 24–38].

Modell 1: Zentraler Lieferant

Der Kern dieses Ansatzes ist, dass die ESC sich eines zentralen Lieferanten bedient, beispielsweise eines etablierten Energieversorgungsunternehmens (EVU) wie einem Stadtwerk. Dieses EVU muss nicht formal Mitglied der ESC sein. Im Betrieb bieten die Prosumer innerhalb der ESC ihren überschüssigen Strom dem zentralen Lieferanten an, oft im Rahmen eines Power-Purchase-Agreements. Dieser Lieferant bündelt den

eingesammelten Strom und beliefert damit alle Verbraucher:innen innerhalb der ESC. Es findet also kein direkter Energiehandel zwischen den einzelnen Mitgliedern statt. Für den Strombedarf, der nicht durch die Erzeugung innerhalb der Community gedeckt werden kann, auch Reststrom genannt, ist ebenfalls der zentrale Lieferant verantwortlich. Diesen beschafft er extern am Energiemarkt. Zusätzlich übernimmt der Lieferant die Abstimmung mit dem Bilanzkreisverantwortlichen, sofern er diese Rolle nicht selbst innehat, um die Energiemengen korrekt zu bilanzieren. Die zeitgenaue Zuordnung des gemeinschaftlich erzeugten Stroms zum Verbrauch der Mitglieder erfolgt über eine digitale Plattform. Die energiewirtschaftliche Abrechnung unter Berücksichtigung von dynamischen Stromtarifen verbleibt jedoch vollständig beim Lieferanten, der die Daten der Plattform nutzt, um spezielle Tarife anzubieten. Diese Tarife können Anreize für ein bestimmtes Verhalten schaffen, etwa die zeitgleiche Nutzung des lokalen Stroms oder netzdienliches Verhalten. Dieses Modell stellt die heute am einfachsten umsetzbare Form des Energy Sharings dar. Abbildung 4 zeigt die Beziehungen der relevanten Akteure gemäß diesem Modell.

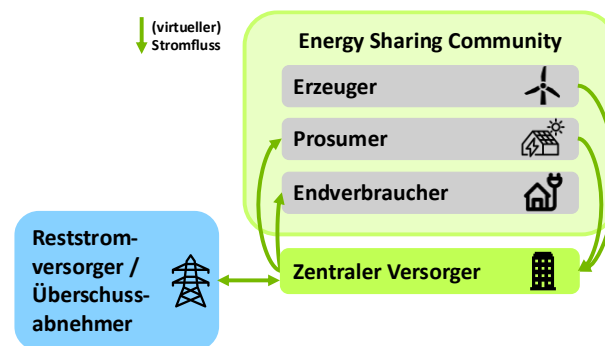


Abbildung 4: Vereinfachte Darstellung einer ESC mit zentralem Lieferanten

Modell 2: Lieferbeziehungen mit Intermediär(en)

Statt eines zentralen Lieferanten für alle, übernimmt hier die ESC selbst, oder ein bzw. mehrere zwischengeschaltete Dienstleister, auch Intermediäre genannt, die Lieferantenrolle. Im Gegensatz zu Modell 1, wo aller Strom in einen gemeinsamen Pool fließt, können Erzeuger:innen hier ihren Strom einem Intermediär anbieten, der diesen bilanziell gezielt an jene Verbraucher:innen in der ESC weiterleitet, die Strom von diesem spezifischen Erzeuger beziehen möchten. Der Intermediär kann sich ebenfalls um die Beschaffung des Reststroms kümmern, muss dies aber nicht. Alle Transaktionen werden wieder auf einer gemeinsamen Sharing-Plattform erfasst, um diese virtuellen Beziehungen abzubilden und nachvollziehbar zu machen. Modell 2 erhöht somit die Komplexität, indem es virtuelle Lieferbeziehungen zwischen den Mitgliedern ermöglicht, ohne dass diese direkt im energiewirtschaftlichen Sinne zueinander in einer Lieferbeziehung stehen. Abbildung 5 zeigt die schematische Darstellung der Beziehungen zwischen den verschiedenen Akteuren.

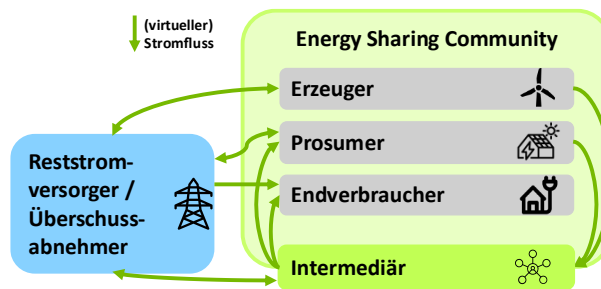


Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung einer ESC mit Intermediär

Modell 3: Lieferbeziehungen ohne Intermediär

Dieses Modell beschreibt eine zukünftige Vision des Energy Sharings, die auf echtem Peer-to-Peer Trading basiert. Der wesentliche Unterschied zu den anderen Modellen ist, dass kein etablierter Intermediär mehr zwischen den Mitgliedern steht. Stattdessen treten die dezentralen Prosumer innerhalb der ESC selbst als Lieferanten für andere Verbraucher:innen in der Community auf. Dies erfordert zwingend eine von der ESC betriebene digitale Plattform. Diese Plattform muss die gesamten Liefer- und Handelsbeziehungen der Mitglieder untereinander abbilden, den Handel abwickeln und den digitalen Anschluss an die externen Energiemärkte für den Umgang mit Überschüssen oder Reststrombedarfen sicherstellen. Die ESC würde in diesem Szenario idealerweise einen eigenen Bilanzkreis bilden und für dessen Ausgleich selbst die Verantwortung tragen, was ein hohes Maß an energiewirtschaftlichem und technischem Know-how erfordert. In Abbildung 6 sind die schematischen Lieferbeziehungen zwischen den Akteuren dargestellt.

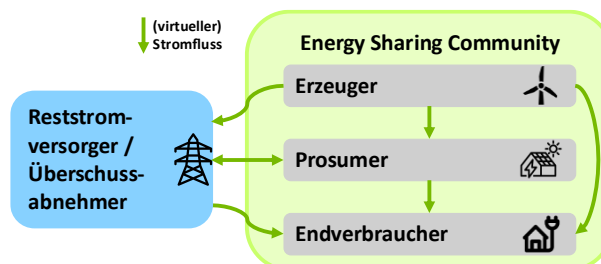


Abbildung 6: Vereinfachte Darstellung einer ESC mit Mitgliedern als Lieferanten

3 Technische Voraussetzungen

Die Umsetzung von Energy Sharing stellt neue Anforderungen an die physische und digitale Infrastruktur. Unabhängig vom gewählten Organisationsmodell ist eine Kette von digitalen Technologien erforderlich, um die Energieflüsse zwischen den Teilnehmern zu messen, zuzuordnen, abzurechnen und gegebenenfalls zu steuern.

3.1 Physikalische Anlagen und Netzanschluss

Eine ESC basiert auf der Nutzung von dezentralen Erzeugungs-, Speicher- und (flexiblen) Verbrauchsanlagen, welche über das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz miteinander verbunden sind. Abbildung 7 zeigt eine beispielhafte Darstellung einer ESC sowie einigen beispielhaften Akteuren darin.

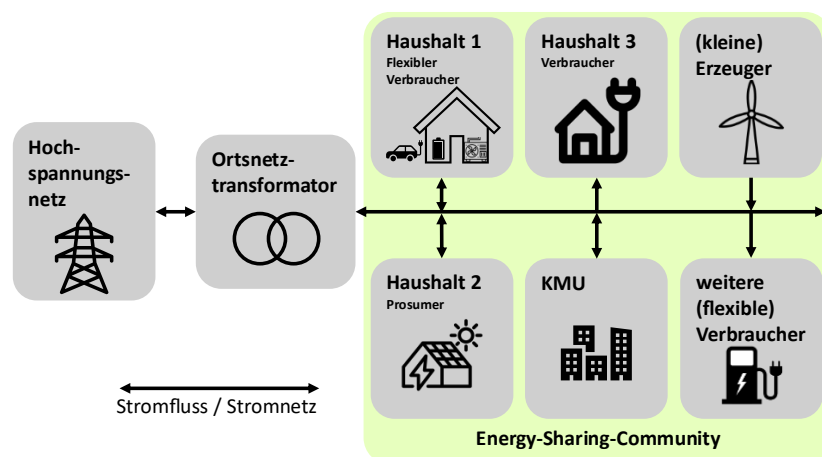


Abbildung 7: Energy Sharing Community - Netzstrang und Akteure

Hauptteilnehmer einer ESC sind in der Regel Haushaltsstromkunden. Diese unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Ausstattung und Möglichkeiten zur ESC beizutragen. Während reine Verbraucherhaushalte gegebenenfalls durch Lastverschiebung zur ESC beitragen können, agieren andere Haushalte auch als Prosumer, die mittels Photovoltaikanlagen Überschussstrom in die Gemeinschaft einspeisen. Auch Unternehmen, sofern sie den KMU-Status erfüllen, können an einer ESC teilnehmen und sowohl Flexibilität als auch Überschussstrom aus PV-Anlagen oder Blockheizkraftwerken anbieten. Darüber hinaus lassen sich flexible Großverbraucher wie Ladeparks oder industrielle Wärmepumpen für Nahwärmenetze integrieren. Selbst reine Erzeugungsanlagen wie kleine Windkraftanlagen (WKA) können partizipieren, sofern deren Betrieb nicht im Haupterwerb erfolgt. Letzteres wäre zum Beispiel in einer Bürgerenergiegemeinschaft mit WKA der Fall. Weitere Informationen zu den rechtlichen Teilnahmevoraussetzungen stehen in Kapitel 2.2. Das öffentliche Stromnetz, verantwortet vom Netzbetreiber verbindet alle Mitglieder und dient dem physischen Energieaustausch zwischen diesen. Es handelt sich beim Energy Sharing also nicht um ein Inselnetz, sondern um eine virtuelle Bündelung und Abrechnung von Energieflüssen über die bestehende Netzinfrastruktur.

3.2 Intelligente Messinfrastruktur und Datenkommunikation

Die technische Grundlage für die Erfassung der zeitgleichen Erzeugung und des Verbrauchs von Strom in einer ESC bilden intelligente Messsysteme (iMSys). Während herkömmliche Ferraris-Zähler nur mechanisch den Gesamtverbrauch über eine Zeitspanne messen und

manuell abgelesen werden, bestehen iMSys aus einem digitalen Zähler und einem Smart Meter Gateway (SMGW). Diese Ausstattung erlaubt die zeitgenaue Messung des Stromflusses und die Kommunikation der Messwerte. Ein digitaler Zähler ohne Kommunikationseinheit wird als Moderne Messeinrichtung (mME) bezeichnet und kann mit einem SMGW nachträglich zu einem iMSys aufgerüstet werden [39]. Ein iMSys kann nicht nur den aktuellen Zählerstand anzeigen, sondern stellt alle 15 Minuten den aktuellen Stromverbrauch zur Verfügung und speichert diesen Verlauf für mindestens die letzten zwei Jahre [40]. Die Verfügbarkeit von iMSys ist die größte technische Hürde für Energy Sharing in Deutschland. Laut Bundesnetzagentur waren im Januar 2026 nur 2,02 Millionen iMSys in Deutschland installiert, was lediglich 3,8 % aller Messlokationen und 20,2 % aller Pflichteinbaufälle entspricht [41].

Exkurs: Smart-Meter-Rollout

Die anfänglichen Verzögerungen bei der VWärmeübergangerteilung und dem Einbau dieser iMSys (Smart-Meter-Rollout) resultierten aus den hohen Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) [42], an Sicherheit, Funktionalität und Wettbewerb. Die Sicherheitsanforderungen, enthalten in BSI TR-03109 [43] definierten das SMGW als Hochsicherheitskomponente mit strikter Trennung von Mess- und Kommunikationsnetzen und hohen Anforderungen an Cybersicherheit. Zusätzlich wurde die sofortige Umsetzung komplexer Tarifierungsfälle (TAFs), wie etwa der Steuerung von Lasten (TAF 11), gefordert [44]. In Kombination mit der juristischen Hürde, dass drei unabhängige Hersteller zertifiziert sein mussten bevor der Rollout starten konnte (Markterklärung), führte dies zu einer Blockade des Rollouts [45].

Das 2023 eingeführte „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ (GNDEW) löste diesen Stillstand durch einen Strategiewechsel [46]. Die Zertifizierungspflicht dreier Hersteller entfiel und wurde durch einen „agilen Rollout“ ersetzt. Dieser erlaubt den Verbau von iMSys, welche zunächst nur Basisfunktionen (z. B. TAF 7, 15-minütige Lastdaten bereitstellen) und Sicherheitsstandards erfüllt. Komplexe Funktionen können später per Software-Update nachgeliefert werden. Ein verbindlicher Fahrplan (§ 31 MsbG) schreibt nun gestaffelte Einbauziele vor, die bis 2030 unter anderem eine Abdeckung von 95 % für Verbraucher über 6.000 kWh/Jahr sowie Betreiber von PV-Anlagen (> 7 kWp) und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen fordern.

Die Übermittlung der erfassten Daten vom SMGW an die zentralen Plattformen erfordert eine stabile und sichere Kommunikationsinfrastruktur. Dafür kann beispielsweise Breitband oder Mobilfunk genutzt werden. Diese Kommunikation ist durch das BSI streng reguliert und folgt einer klaren Rollentrennung die in Abbildung 8 dargestellt ist.

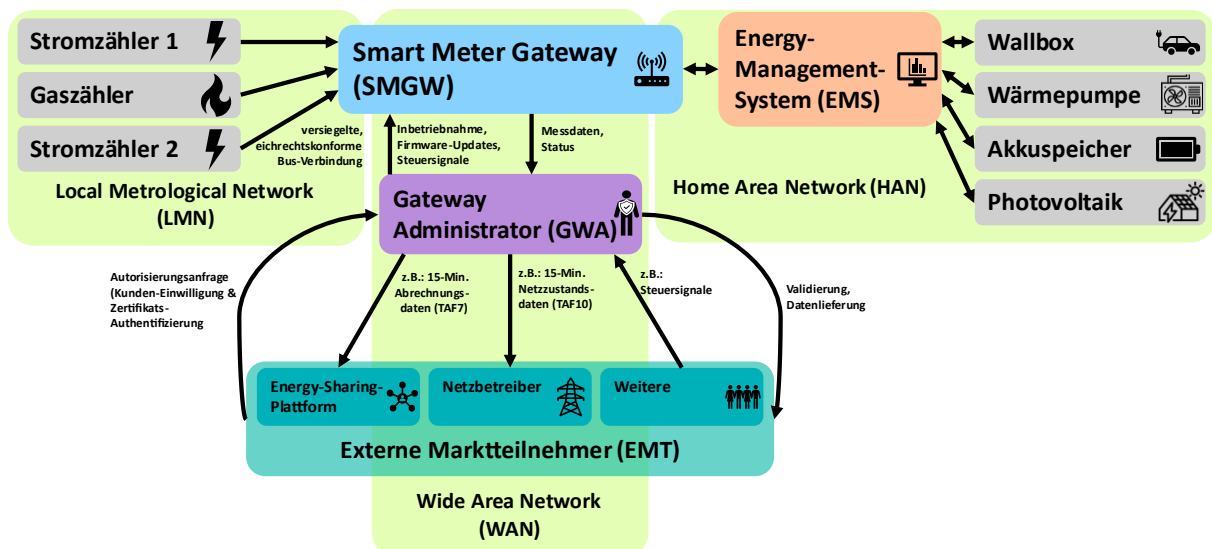


Abbildung 8: Datenfluss und Rollentrennung der Mess- / Kommunikationsinfrastruktur gemäß BSI-Architektur (eigene Darstellung basierend auf [44], [47])

Das SMGW ist das Gerät beim Kunden. Es agiert als „Datensammler“ bzw. „Datenvermittler“. Es empfängt die Messwerte aus dem LMN (Local Metrological Network, die versiegelte Verbindung zu den Zählern) und kann über das HAN (Home Area Network, die Schnittstelle zu steuerbaren Geräten und Visualisierungseinheiten beim Kunden) ebenfalls Daten empfangen und senden. Das SMGW kommuniziert ausschließlich mit dem Gateway Administrator (GWA). Der GWA ist die zentrale, BSI-zertifizierte IT-Instanz, die der grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB, z.B. das Stadtwerk) betreibt oder bei einem spezialisierten Dienstleister einkauft. Als einziger Akteur mit direktem Zugriff auf das SMGW ist der GWA für die Konfiguration, die Zertifikatsverwaltung und die Firmware-Updates, beispielsweise für den agilen Rollout, verantwortlich. Der dritte Akteur ist der Externe Marktteilnehmer (EMT), der als „Datennutzer“ fungiert. Die digitale Sharing-Plattform ist ein solcher EMT, ebenso wie der Energielieferant für die Abrechnung oder der Netzbetreiber für Netzzustandsdaten. Der Datenfluss ist daher strikt getrennt. Das SMGW sendet alle seine erfassten Daten, wie zum Beispiel TAF 7 für Abrechnung oder TAF 10 für Netzzustand ausschließlich an den GWA. Die Sharing-Plattform (EMT) muss sich ihrerseits beim GWA authentifizieren und die benötigten TAF 7-Daten, mit Zustimmung des Kunden, per API (engl.: Application-Programming-Interface) aktiv abfragen. Steuerbefehle, beispielsweise nach § 14a EnWG, nehmen den umgekehrten Weg. Der Netzbetreiber (EMT) sendet den Befehl an den GWA, der ihn validiert und an das SMGW weiterleitet. Diese Architektur und die beschriebenen Rollen folgen den technischen Spezifikationen der BSI TR-03109-1 sowie den gesetzlichen Vorgaben des MsbG (§§ 2, 60) und EnWG (§ 14a) [48], [49], [50].

3.3 Digitale-Sharing-Plattform

Das technologische Rückgrat einer ESC bildet die digitale Sharing-Plattform. Gemäß dem Leitfaden der Deutschen Energie Agentur fungiert sie als zentrale Instanz für das Energiedatenmanagement und die algorithmische Energiezuweisung (Matching & Allokation) der viertelstündlichen Messwerte [51, S. 22]. Während die Plattform zusätzlich die Abrechnungsposten (Billing Items) vorbereitet, erfolgt die finanzielle Abrechnung

häufig in Interaktion mit vorgelagerten ERP-Systemen (engl.: Enterprise-Resource-Planning) [51, S. 24].

Teilnehmermanagement

Das Teilnehmermanagement der Sharing-Plattform deckt den gesamten Lebenszyklus der ESC-Mitglieder ab, von der Aufnahme neuer Teilnehmer bis zu deren Austritt. Im Onboarding-Prozess werden neue Mitglieder identifiziert, klassifiziert und auf ihre Teilnahmeberechtigung geprüft. Neben der Identitätsverifizierung und der Zuweisung einer spezifischen Nutzerrolle wie Konsument, Prosumer oder Administrator wird dabei die Zugehörigkeit zum definierten Netzgebiet der ESC validiert, um die gesetzliche Anforderung an die räumliche Nähe gemäß § 42c EnWG zu erfüllen [51, S. 14], [52]. Dies geschieht durch Einholung der sogenannten Markt- und Messlokationen (MaLo/MeLo). Dabei ist die MaLo eine bundesweit eindeutige, 11-stellige Identifikationsnummer für das kaufmännische Abrechnungsobjekt, während die MeLo über eine 33-stellige ID den physischen Punkt adressiert, an dem die Messwerte durch den Zähler erfasst werden [53]. Zusätzlich wird das Vorhandensein steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im Sinne des § 14a EnWG erfasst, etwa Wärmepumpen oder Ladeeinrichtungen, da diese Anlagen für die spätere Flexibilitätssteuerung innerhalb der Gemeinschaft relevant sind [50]. Anschließend werden die Zugriffsberechtigungen für den Abruf der viertelstündlichen Messwerte der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen oder die Steuerung der flexiblen Lasten eingeholt. Dies erfolgt datenschutzkonform gemäß den Vorgaben der DSGVO sowie den BSI-Schutzprofilen für Smart-Meter-Gateways [48], [54]. Ohne diese Einwilligung kann die Plattform in ihrer Rolle als Externer Marktteilnehmer keine Messdaten vom Gateway-Administrator abrufen. Die technische Umsetzung dieser Prozesse erfolgt über die Zuordnung der spezifischen Tarifierungsfälle zu den Markt- und Messlokationen. Für den Nachweis der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch in einer ESC ist insbesondere der Tarifierungsfall 7 relevant, welcher die Übermittlung der Zählerstandsgänge im 15-Minuten-Raster ermöglicht [44, S. 13].

Datenkommunikation

Die Datenkommunikation der Plattform erfolgt, wie bereits erwähnt, nicht direkt mit den Smart Meter Gateways der Teilnehmer, sondern über standardisierte Schnittstellen (API) zum Gateway-Administrator. Über diesen Weg ruft die Plattform die für das Energy Sharing relevanten viertelstündlichen Messwerte ab. Zusätzlich können auch Steuersignale an Flexibilitäten, wie Wärmepumpen, Heimspeichern oder Wallboxen, innerhalb der ESC unter Zuhilfenahme des TAF 11, gesendet werden. Nach Verarbeitung dieser Daten übermittelt die Plattform die Ergebnisse ihrer Berechnung, also wer wann wieviel Energie zu welchem Preis bezogen oder eingespeist hat, an das Abrechnungssystem des Energielieferanten [51, S. 24]. Der Energielieferant kann hier ein zentraler, herkömmlicher Energielieferant, eine Energiegemeinschaft oder ein einzelner Prosumer sein.

Datenverarbeitung

Die Datenverarbeitung wird typischerweise für jede Viertelstunde des Jahres ausgeführt und erfolgt in zwei Schritten, die im Folgenden als Matching (Abgleich von Erzeugung und Verbrauch) und Allokation (Zuteilung der Energiemengen) bezeichnet werden.

Beim Matching wird die zeitgleiche Erzeugung und der Verbrauch innerhalb der Community ermittelt. Die Plattform aggregiert hierfür die vom GWA erhaltenen 15-Minuten-Messwerte aller Mitglieder i der Gemeinschaft C . Sie berechnet die gesamte Netto-Erzeugung aller

Teilnehmer $\sum_{i \in \mathcal{C}} P_{\text{gen},i}(t)$ und den gesamten Netto-Verbrauch $\sum_{i \in \mathcal{C}} P_{\text{con},i}(t)$ für das Zeitintervall t . Die physikalisch geteilte Energiemenge $E_{\text{shared}}(t)$ in diesem Intervall ist dann das Minimum dieser beiden Summenleistungen multipliziert mit der Zeitdauer Δt . Formel 1 zeigt diese Berechnungslogik.

$$E_{\text{shared}}(t) = \min \left(\sum_{i \in \mathcal{C}} P_{\text{gen},i}(t), \sum_{i \in \mathcal{C}} P_{\text{con},i}(t) \right) \cdot \Delta t \quad 1$$

Diese Menge $E_{\text{shared}}(t)$ repräsentiert die Energie, die innerhalb der Gemeinschaft zeitgleich erzeugt und verbraucht wurde und somit für die Allokation zur Verfügung steht [55, S. 7]. Im zweiten Schritt, der Allokation, muss die ermittelte geteilte Energiemenge auf die einzelnen verbrauchenden Mitglieder k der Gemeinschaft aufgeteilt werden. Die Wahl des Allokations-Algorithmus ist eine wichtige technische und ökonomische Entscheidung, da sie die Verteilung der Vorteile und damit die Anreize für die Mitglieder definiert [56]. Die folgenden Algorithmen werden exemplarisch für den Fall dargestellt, dass die gemeinschaftliche Erzeugung geringer ist als der gemeinschaftliche Verbrauch und somit die erzeugte Energiemenge als knappe Ressource auf die Verbraucher aufgeteilt wird. Die Algorithmen gelten allerdings analog für den umgekehrten Fall, in dem die Erzeugung den Verbrauch übersteigt und stattdessen die Verbrauchsmenge als begrenzender Faktor auf die einspeisenden Mitglieder alloziert wird. Im Folgenden werden verschiedene Allokationsalgorithmen vorgestellt.

- **Statische Aufteilungsschlüssel:**

Diese Methoden verteilen die Energie nach festen Regeln, unabhängig vom dynamischen Verhalten. Bei der Gleichverteilung bekommt jedes ESC-Mitglied gleich viel vom geteilten Strom (Formel 2).

$$E_{\text{alloc},i}(t) = \frac{E_{\text{shared}}(t)}{N_{\text{cont}}(t)} \quad 2$$

Dabei ist $E_{\text{alloc},i}(t)$ die zugeteilte Energiemenge für Teilnehmer i und $N_{\text{cont}}(t)$ die Anzahl der Verbraucher im Intervall t [57].

Bei festen Quoten wird der Strom nach vordefinierten Quoten aufgeteilt, beispielsweise proportional zur investierten Summe I_i in die Gemeinschaftsanlage (Formel 3).

$$E_{\text{alloc},i}(t) = E_{\text{shared}}(t) \cdot \frac{I_i}{\sum_{j=1}^n I_j} \quad 3$$

Die zugeteilte Menge $E_{\text{alloc},i}(t)$ ist dabei immer durch den tatsächlichen Verbrauch des Mitglieds $P_{\text{con},i}(t) \cdot \Delta t$ nach oben begrenzt.

Ein wesentlicher Nachteil statischer Verfahren ist, dass sie keine Anreize zur Lastverschiebung bieten, da die Quote unabhängig vom aktuellen Bedarf garantiert wird. Wird die zugeteilte Quote vom Mitglied im betrachteten Intervall nicht verbraucht, verfällt der überschüssige Anteil oder wird als Netzeinspeisung der Gemeinschaft gewertet, was die Gesamteffizienz der ESC mindern kann [56].

- **Dynamische Aufteilungsschlüssel:**

Im Gegensatz zu statischen Modellen passen dynamische Algorithmen die Verteilung an das reale Lastverhalten der Mitglieder im jeweiligen Zeitintervall an. Das häufigste Verfahren ist die verbrauchsbasierte Allokation. Hierbei wird die geteilte Energie proportional zum Anteil des einzelnen Mitglieds am aktuellen Gesamtverbrauch der Gemeinschaft verteilt (Formel 4) [56].

$$E_{\text{alloc},i}(t) = E_{\text{shared}}(t) \cdot \frac{P_{\text{con},i}(t)}{\sum_{i \in C} P_{\text{con},i}(t)}$$

Wobei $P_{\text{con},i}(t)$ der Verbrauch des Mitglieds i im Intervall t ist. Die Obergrenze der Zuteilung bildet auch hier der individuelle physikalische Verbrauch. Simulationen zeigen, dass dynamische Verteilungsschlüssel den lokal genutzten PV-Strom im Vergleich zu statischen Schlüsseln um circa 10 % erhöhen können, da die verfügbaren Kontingente flexibel an Mitglieder mit momentanem Bedarf verteilt werden [58].

Eine weitere dynamische Variante sind hierarchische Prioritätslisten, auch Wasserfallprinzip genannt. Hierbei wird die Energie nach einer festgelegten Rangfolge verteilt, beispielsweise werden zuerst die Eigentümer der Erzeugungsanlage bedient und erst anschließend der verbleibende Überschuss an reine Verbraucher weitergegeben [56].

- **Marktbasierte und spieltheoretische Modelle**

Jenseits regelbasierter Ansätze existieren markt- und spieltheoretisch-optimierte Modelle.

Zu den marktlichen Modellen zählen Peer-to-Peer (P2P) Handelsansätze und lokale Auktionsmechanismen. Bei diesen Ansätzen werden Preise und Mengen bilateral zwischen Erzeugern und Verbrauchern, oder über eine Plattform ausgehandelt [38]. Diese Ansätze zielen darauf ab, Knappheitssignale direkt in die Allokation einzupreisen.

Um eine theoretisch „faire“ Verteilung des ökonomischen Gesamtvorteils zu erreichen, bei der kein Akteur einen Anreiz hat, die ESC zu verlassen, wird in der Forschung der Shapley-Wert diskutiert. Dieser berechnet den durchschnittlichen marginalen Beitrag jedes Mitglieds zum Gesamtvorteil der ESC. Obwohl dieser Ansatz die Fairness maximiert, indem er auch Verbrauch, Flexibilität und Gleichzeitigkeit belohnt, ist er aufgrund der exponentiell steigenden Rechenkomplexität und der schwierigen Nachvollziehbarkeit der Allokationsergebnisse für größere Gemeinschaften in der Praxis kaum anwendbar [56].

Eine geeignete Auswahl des Allokationsalgorithmus ist neben den rechtlichen Rahmenbedingungen und den sich daraus ergebenden monetären Anreizen entscheidend um sowohl Netznutzer zur Teilnahme an einer ESC zu motivieren als auch diese zu einem netzdienlichen Verhalten anzuregen. Dabei muss zwischen einfach umsetzbaren, verständlichen Modellen und optimierten, fairen Modellen abgewogen werden.

Visualisierung und Abrechnungsprozesse

Neben der algorithmischen Allokation der Energiemengen kann die Sharing-Plattform auch die Visualisierung der Ergebnisse für die Partizipierenden und die Abrechnung übernehmen. Zur Förderung der Akzeptanz und Transparenz stellen Plattformbetreiber den Mitgliedern der ESC typischerweise webbasierte Portale oder mobile Applikationen zur Verfügung. Diese Benutzeroberflächen visualisieren in Echtzeit die individuelle Energiebilanz, differenziert nach Eigenerzeugung, Netzbezug und der aus der Gemeinschaft zugeteilten Energiemenge. Ergänzend werden häufig die daraus resultierenden ökonomischen Vorteile, wie etwa Einsparungen gegenüber dem Standardtarif, ausgewiesen. Auf aggregierter Ebene können zudem Kennzahlen der gesamten Gemeinschaft, wie der aktuelle Autarkiegrad oder das Gesamtvolumen der geteilten Energie, dargestellt werden, um das Gemeinschaftsgefühl und netzdienliches Verhalten durch implizite Anreize zu stärken [38,

S. 43], [59, S. 15]. Abbildung 9 illustriert beispielhaft das User Interface einer Energy-Sharing-Plattform.

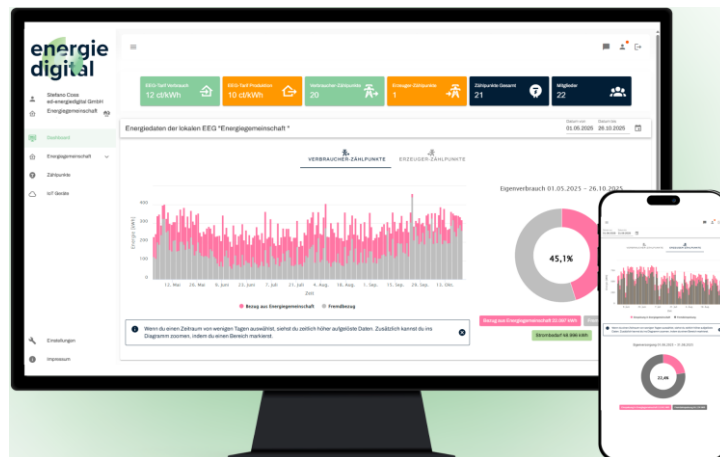


Abbildung 9: Userinterface einer Energy-Sharing-Plattform [60]

Typische Elemente der Benutzeroberfläche umfassen die zeitliche Auflösung des Verbrauchs, differenziert nach Eigenversorgungsanteil und Reststrombezug, sowie die Darstellung der aktuellen dynamischen Einkaufs- und Verkaufspreise innerhalb der Community.

Jenseits der Visualisierung stellen fortgeschrittene Plattformen Funktionalitäten für die mengenmäßige Verrechnung der Strommengen, auch Settlement genannt, und die monetäre Rechnungslegung, auch Billing genannt, bereit. Das Settlement bezeichnet die interne bilanzielle Zuordnung der Energiemengen zwischen den beteiligten Markttrollen, wie dem Reststromlieferanten und den Community Teilnehmern. Dieser Prozess muss konform zu den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) erfolgen, um sicherzustellen, dass die physikalisch geflossenen Energiemengen korrekt zugeordnet werden [59, S. 11].

Das Ergebnis dieser Berechnung wird in Form sogenannter Billing-Items ausgegeben. Diese Billing-Items sind dann die Grundlage zur Rechnungsstellung, welche die Strommengen in monetäre Forderungen gegenüber dem Endkunden umwandeln. Dieser Schritt erfolgt typischerweise nicht auf der Sharing-Plattform selbst, sondern durch Übermittlung der Billing-Items an ein ERP-System des Versorgers [51, S. 24]. Dort werden die Sharing-Mengen mit den entsprechenden Preiskomponenten, Netzentgelten, Steuern und Abgaben verknüpft und in eine rechtskonforme Stromrechnung überführt.

3.4 Energy Management System

Während intelligente Messsysteme und Sharing-Plattformen die datentechnische Erfassung und bilanzielle Abrechnung der Energieströme gewährleisten, bedarf es zur Maximierung der teilbaren Energiemenge und der Einsparpotenziale innerhalb einer ESC des Einsatzes von Energiemanagementsystemen (EMS). Diese Systeme fungieren als zentrale oder dezentrale Steuereinheiten, welche steuerbare Flexibilität wie Batteriespeicher, Wärmepumpen oder Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge aktiv in den Betrieb der Gemeinschaft integrieren. Die Kernaufgabe eines solchen EMS besteht darin, den Betrieb dieser Technologien so zu koordinieren, dass eine definierte Zielfunktion minimiert wird. Die Zielfunktion kann hierbei eine Minimierung der Stromkosten oder eine Optimierung des netzdienlichen Verhaltens sein. Konkret ist das Ziel oft, den flexiblen Stromverbrauch in die günstigsten Zeiten, oder in die Zeiten mit Community-Strom-Überschuss zu

verschieben. In der wissenschaftlichen Literatur lassen sich die hierfür verwendeten Steuerungsstrategien in drei wesentliche Kategorien unterteilen, die sich hinsichtlich ihrer Modellkomplexität, Rechenintensität und Optimalität unterscheiden.

Regelbasierte Steuerung (Heuristiken)

Der in der Praxis am häufigsten implementierte Ansatz basiert auf vordefinierten Regeln, die Entscheidungsprozesse mittels „Wenn-Dann“-Logiken abbilden. Ein typisches Anwendungsbeispiel ist die Maximierung des Eigenverbrauchs, bei der flexible Lasten aktiviert werden, sobald die lokale Erzeugung einen bestimmten Schwellenwert überschreitet. Für die Reaktion auf dynamische Preissignale werden diese Heuristiken oft um Algorithmen zur Erkennung lokaler Preisoptima erweitert. So beschreibt Meissner ein Verfahren, bei dem lokale Preistäler im Day-Ahead-Markt identifiziert werden, um Ladevorgänge von Batteriespeichern gezielt in diese Zeitfenster zu verschieben [61]. Der Vorteil dieser heuristischen Ansätze liegt in ihrer robusten Implementierbarkeit und geringen Anforderungen an die Rechenleistung.

Modellprädiktive Regelung (engl. Model Predictive Control, MPC)

Eine Weiterentwicklung der statischen Optimierung ist die Modellprädiktive Regelung. MPC nutzt ein dynamisches Modell des Systems, um das zukünftige Systemverhalten über einen definierten Vorhersagehorizont, wie zum Beispiel 24 Stunden, vorherzusagen und anschließend die Stellgrößen, beispielsweise Lade- oder Entladeentscheidungen, zu optimieren. Dabei wird in jedem Zeitschritt nur der erste Wert der berechneten optimalen Steuersequenz implementiert, bevor die Optimierung im nächsten Zeitschritt mit aktualisierten Zustandsdaten erneut durchgeführt wird. Die Stärke von MPC liegt in der Fähigkeit, vorausschauend auf Prognosen, wie zum Beispiel das Wetter, Preise oder Last, zu reagieren und harte technologische Restriktionen explizit zu berücksichtigen. Ein wesentlicher Nachteil ist jedoch die Abhängigkeit von einem präzisen Vorhersagemodell. Modellungenauigkeiten oder Prognosefehler können die Regelgüte beeinträchtigen. Zudem ist die Lösung der Optimierungsprobleme in Echtzeit ressourcenintensiv, was den Einsatz für sehr kurze Regelintervalle, beispielsweise im Minutenbereich, einschränken kann [62].

Reinforcement Learning (RL)

Eine weitere Klasse von Energiemanagementstrategien basiert auf datengetriebenen Lernverfahren, insbesondere dem Reinforcement Learning. Bei diesem Ansatz interagiert ein sogenannter Agent mit einer Umgebung wie beispielsweise einer Gebäudesimulation oder einem Energiesystemmodell, und lernt durch wiederholte Zustands-, Aktions- und Belohnungsrückkopplungen eine Steuerstrategie, die eine definierte Zielfunktion, etwa minimale Energiekosten oder maximale Eigenverbrauchsquote, optimiert [63]. Im Gegensatz zu modellbasierten Methoden wie der modellprädiktiven Regelung kann RL häufig ohne ein explizites physikalisches Systemmodell eingesetzt werden, da die Regelstrategie direkt aus den beobachteten Systemzuständen erlernt wird. Dadurch eignet sich der Ansatz insbesondere für komplexe oder nur schwer modellierbare Energiesysteme. Gleichzeitig erfordern RL-Verfahren meist umfangreiche Trainingsphasen und große Datenmengen, weshalb sie häufig zunächst in Simulationen trainiert werden, bevor eine reale Implementierung erfolgt. Aktuelle Forschungsarbeiten untersuchen zudem hybride Ansätze, bei denen RL mit modellbasierten Methoden wie MPC kombiniert wird, um die Lernfähigkeit datengetriebener Verfahren mit der Prognosefähigkeit und den physikalischen Restriktionen modellbasierter Optimierung zu verbinden [64].

4 Ökonomische Potenzialanalyse von Energy Sharing

Damit sich Energy Sharing in Deutschland etablieren kann, ist ein wirtschaftlich tragfähiges Geschäftsmodell erforderlich. Dieses Modell, in Form eines lokalen dynamischen Stromtarifs innerhalb der ESC, muss so gestaltet sein, dass es für alle drei beteiligten Gruppen, die Verbraucher:innen, die Erzeuger:innen und den organisierenden Anbieter, Anreize zur Teilnahme schafft. Der Preis für die geteilte Energie muss sich dafür in einem klar definierten Korridor bewegen. Dieser Korridor wird durch die Alternativkosten der Teilnehmenden aufgespannt.

Einerseits bildet der reguläre Importpreis, also die Kosten für normalen Strombezug aus dem Netz, die Preisobergrenze. Für Verbraucher:innen ist eine Teilnahme nur attraktiv, wenn der geteilte Strom nicht teurer ist als diese Alternative. Diese Preisobergrenze ist zeitlichen Schwankungen unterlegen, welche auf dem aktuellen Strommarktpreis basieren. Andererseits bildet der Exportpreis, also die Vergütung, die Erzeuger:innen für die Einspeisung ins Netz erhalten, wie beispielsweise die EEG-Vergütung, die Preisuntergrenze. Erzeuger:innen werden ihren Strom nur dann lokal teilen, wenn sie mindestens denselben Erlös erzielen. Die Preisuntergrenze unterscheidet sich von Erzeugungsanlage zu Erzeugungsanlage und hängt unter anderem vom Anlagentyp, dem Anlagenalter und der Anlagengröße ab. Innerhalb dieser Spanne muss der Tarifanbieter, wie beispielsweise ein Intermediär, eine Marge erwirtschaften. Aufgrund dieser zeitlichen und anlagenspezifischen Abhängigkeit des Preiskorridors, lässt sich dieser nicht einheitlich bestimmen. Vielmehr muss für jede Erzeugungsanlage und jeden Verbraucher individuell entschieden werden, ob sich die Teilnahme an einer ESC finanziell lohnt.

Trotz dieser Komplexität ist die Betrachtung des Geschäftsmodells in Deutschland besonders wichtig, da der Gesetzgeber keine direkten Förderungen oder eine pauschale Reduzierung von Abgaben für das Energy Sharing vorsieht. Die Wirtschaftlichkeit muss sich also rein aus dem Preismodell selbst ergeben. Dazu wird im Folgenden der deutsche Strompreis analysiert, um die Kostenkomponenten zu identifizieren, die beim Energy Sharing potenziell geringer ausfallen könnten. Abbildung 10 zeigt die Zusammensetzung des durchschnittlichen deutschen Haushaltsstrompreises für das Jahr 2025.

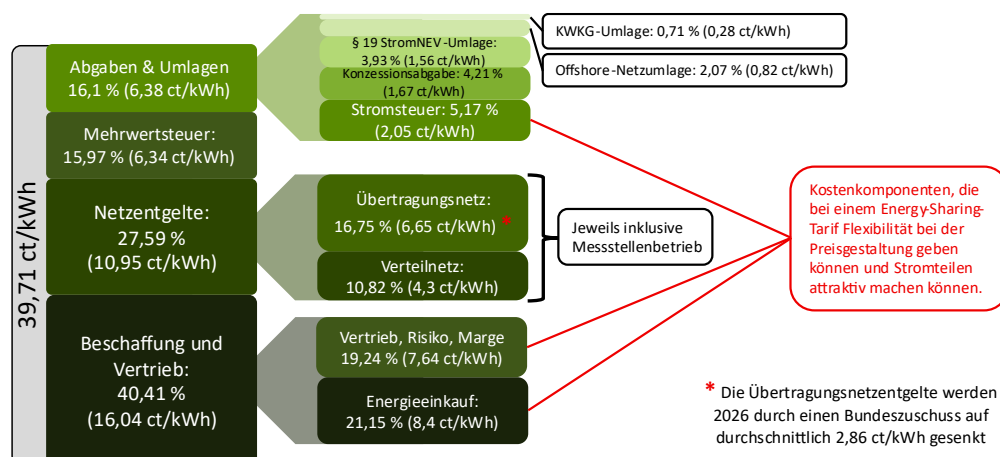


Abbildung 10: Bestandteile des durchschnittlichen deutschen Haushaltsstrompreises 2025 (eigene Darstellung auf Basis [65], [66], [67])

Zu den Kostenkomponenten, welche bei einem Energy Sharing Tarif Flexibilität bei der Preisgestaltung erlauben, zählen der Energieeinkauf, die Komponente „Vertrieb, Risiko, Marge“ sowie gegebenenfalls die Stromsteuer (siehe Kapitel 2.2). Alle anderen Kostenkomponenten bleiben nach deutschem Recht auch beim Stromhandel innerhalb einer ESC erhalten. Für den in Abbildung 10 dargestellten Fall können Prosumer ihren Strom somit maximal für 16,04 ct/kWh ohne Stromsteuerprivileg und für 18,09 ct/kWh mit Stromsteuerprivileg verkaufen. Zusätzlich verringert sich bei einem niedrigeren Gesamtstrompreis die Mehrwertsteuer geringfügig. Wie bereits erwähnt, ist diese Preisobergrenze nicht statisch, sondern schwankt mit dem aktuellen Börsenstrompreis. Um die Komplexität der ökonomischen Untersuchung von Energy Sharing zu reduzieren, wird zunächst dennoch von einer statischen Preisobergrenze ausgegangen. Diese Vereinfachung ist vor allem für nichtvolatile Erzeugungsanlagen zulässig. In diesen Fällen liegt die Preisobergrenze im Jahresmittel bei den oben genannten Beträgen.

Um zu ermitteln, für welche Anlagen Energy Sharing nach deutschem Recht ökonomisch sinnvoll sein könnte, werden im Folgenden die Alternativerlöse von Erzeugungsanlagen betrachtet. Wie bereits erwähnt, hängen diese Alternativerlöse von der Anlagenart, der Anlagengröße, der Anlagennutzung (Volleinspeisung oder Teileinspeisung) und dem Baujahr der Anlage ab.

4.1 Photovoltaik Anlagen

Die EEG Einspeisevergütung für PV-Anlagen unter 100 kWp gilt in Deutschland für 20 Jahre. Alte, ausgeförderte Anlagen müssen ihren Strom selbst vermarkten und erhalten somit den aktuellen Marktwert von Strom aus solarer Strahlungsenergie abzüglich eines Abzugsbetrages, der von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelt wird. Der durchschnittliche Marktwert liegt für 2025 bei 4,51 ct/kWh und der Abzugsbetrag liegt bei 0,715 ct/kWh [68], [69]. Abbildung 11 zeigt die aktuellen Erlöse in ct/kWh für PV-Anlagen nach Inbetriebnahmejahr und Größenklasse. Dabei sind Jahresanfangswerte für Teileinspeisung, ohne Berücksichtigung unterjähriger Wechsel dargestellt.

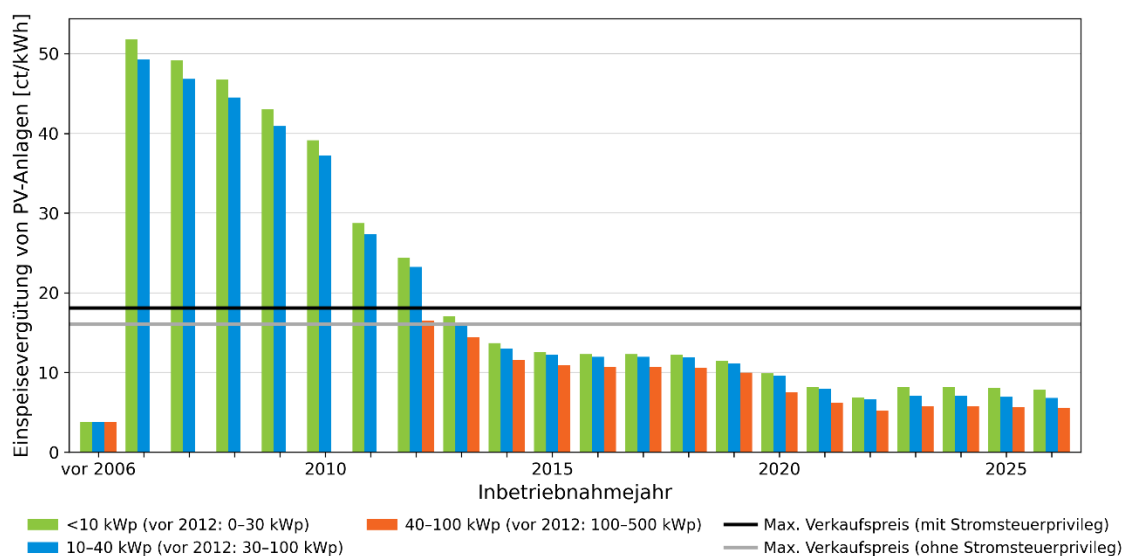


Abbildung 11: Erlöse von PV-Anlagen nach Größe und Alter (eigene Darstellung auf Basis von [70])

Vergleicht man diese Vergütungssätze mit der theoretischen Preisobergrenze innerhalb einer ESC, wird ersichtlich, dass PV-Anlagen bis 100 kWp, die zwischen 2006 und 2013 in Betrieb genommen wurden, aktuell nicht wirtschaftlich an einer ESC teilnehmen können. Ihre EEG-Einspeisevergütung liegt über den Erlösen, die sie in einer ESC erzielen könnten. Ausgeförderte Anlagen und Neuanlagen ab 2014 hingegen könnten finanziell von der Teilnahme an einer ESC profitieren. Da jedes Jahr Altanlagen aus der EEG-Vergütung fallen, wird die Anzahl möglicher Profiteure von Energy Sharing wachsen.

Um abzuschätzen, für wie viele PV-Anlagen Energy Sharing relevant sein könnte, wurde eine Auswertung des Marktstammdatenregisters (MaStr) vorgenommen. Dazu wurden die öffentlich zugänglichen XML-Rohdaten des MaStr heruntergeladen und in mehreren Schritten aufbereitet. Zunächst wurde jeder PV-Anlage ein Erlös in ct/kWh zugeordnet. Dafür wurde eine Mappingtabelle erstellt, die jeder PV-Anlage eine Vergütung basierend auf Inbetriebnahmedatum, Anlagengröße und Einspeiseart (Volleinspeisung oder Teileinspeisung) zuordnet. Die Vergütungssätze stammen analog zu Abbildung 11 aus der EEG-Vergütungskategorietabelle von Netztransparenz.de. Um dem für Energy Sharing gesetzlich geforderten „nicht überwiegend gewerblichen Betrieb“ der Anlagen Rechnung zu tragen, wurden anschließend mehrere Filter angewandt. Dabei wurden alle Anlagen zur weiteren Analyse herausgefiltert, die entweder als „Bürgerenergie“ Anlage gekennzeichnet waren, von einer „natürlichen Person“ betrieben werden oder im Betreiberamen eines der folgenden Keywords enthalten: eG, e.V., WEG, GbR. Zusätzlich wurden nur Anlagen analysiert deren installierte Leistung über 2 kWp liegt, um Balkonkraftwerke herauszufiltern. Zum Schluss wurde ein Histogramm aller Photovoltaikanlagen, aufgeteilt nach Vergütungshöhe erstellt, um abzuschätzen, wie viele PV-Anlagen wirtschaftlich von Energy Sharing profitieren können und somit als Teilnehmer in Frage kommen. Abbildung 12 zeigt die Auswertung dieser Analyse.

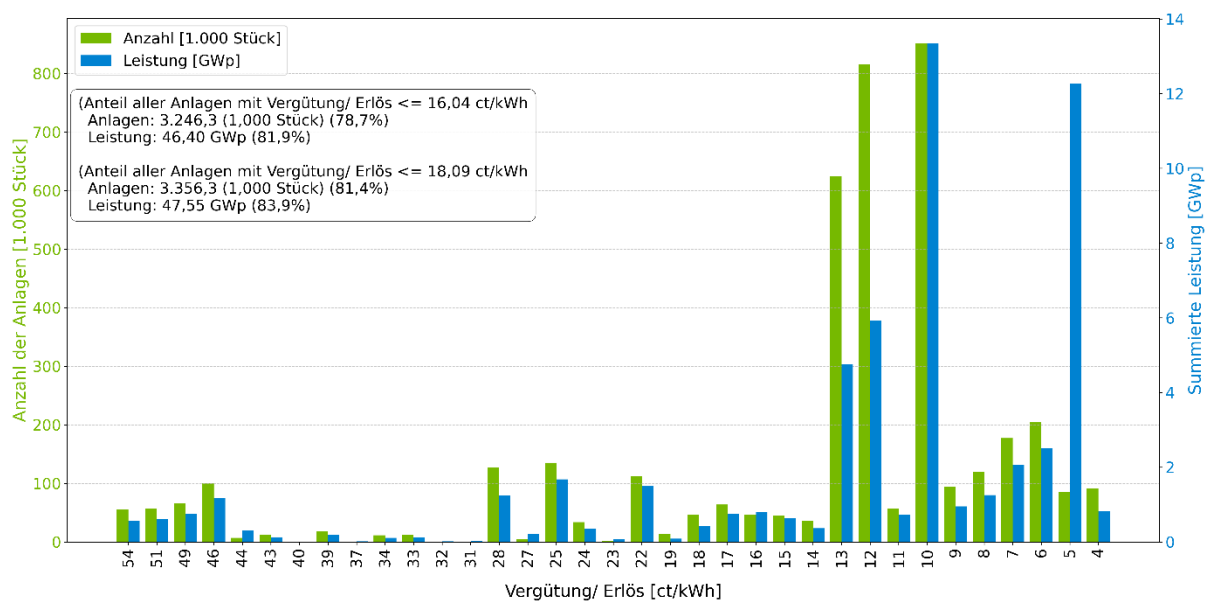


Abbildung 12: Anzahl und Leistung von PV-Anlagen unter 100 kW nach Vergütungshöhe

Insgesamt sind in Deutschland 4,1 Millionen PV-Anlagen mit einer kumulierten Leistung von 56,6 GW, die rechtlich für Energy-Sharing in Frage kommen, installiert. Die durchschnittliche Vergütung dieser Anlagen beträgt 13,7 ct/kWh. Ein Großteil (78,7 % aller Anlagen und 81,9 % der installierten Leistung) der Anlagen erhält eine Vergütung

beziehungsweise einen Erlös unterhalb der statischen Grenze von 16,04 ct/kWh. Berücksichtigt man den zusätzlichen Preisvorteil durch die Stromsteuerreduzierung, wächst die Anzahl der Anlagen geringfügig, auf 81,4 %. Somit ergibt sich, dass ein großer Anteil aller PV-Anlagen rechtlich und potenziell ökonomisch an einer ESC teilnehmen können. Dieser Anteil wird in den kommenden Jahren wachsen, da alte PV-Anlagen aus der hohen Vergütung fallen.

Es muss angemerkt werden, dass vor allem für Photovoltaikanlagen eine statische Preisobergrenze eine starke Vereinfachung darstellt. Die Obergrenze des Preiskorridors, in dem Energy Sharing wirtschaftlich ist, liegt in der Realität zu Zeiten hoher PV-Einspeisung deutlich niedriger als die angenommenen 16,4 ct/kWh. Aus diesem Grund muss die wirtschaftliche Teilnahme von EEG-geförderten PV-Anlagen mithilfe einer dynamischen Simulation geprüft werden. Dennoch lässt sich erkennen, dass Energy Sharing vor allem für ausgeforderte PV-Anlagen, die älter als 20 Jahre sind oder große Bürgerenergie-Anlagen, welche von der statischen Einspeisevergütung ausgenommen sind, interessant wird.

Zur Identifikation von Verteilnetzgebieten mit einer hohen Dichte an niedrig vergüteten PV-Anlagen und damit hohem Potenzial für Energy Sharing wurde eine Karte der Verteilnetzbetreiber entwickelt. Da das MaStR keine direkte Verknüpfung zwischen Erzeugungsanlage und dem zuständigen VNB enthält, erfolgte die Zuordnung der Anlagen über einen Algorithmus, der die Lokations-ID der Anlage über den Netzanschlusspunkt mit der Marktakteursnummer des Netzbetreibers verknüpft. Um diese Anlagen geografisch aggregiert darstellen zu können, ist zudem das Wissen über die exakte räumliche Ausdehnung, also die Netzgrenzen, der über 800 VNB in Deutschland erforderlich. Ein zentraler Geodatenatz, der alle diese Netzgebiete vereint, wird zwar von einigen kommerziellen Anbietern kostenpflichtig vertrieben, stand jedoch für diese Untersuchung nicht zur Verfügung. Alternativ bietet die gemeinsame Informationsplattform der Netzbetreiber „vnbdigital.de“ eine interaktive Kartendarstellung aller Versorgungsgebiete an [71]. Diese dient jedoch reinen Anzeigezwecken im Webbrowser und stellt die Geometrien nicht als zusammenhängenden, offenen Download bereit. Um die hohen Beschaffungskosten für kommerzielle Geodaten zu umgehen und die Netzgrenzen dennoch für diese Analyse nutzbar zu machen, wurde eine Methode entwickelt, um einen Geodatenatz aus den offenen Web-Daten zu rekonstruieren. Der Ansatz bestand darin, die im Hintergrund der Plattform „vnbdigital.de“ geladenen Daten automatisiert abzugreifen. Konkret wurde für jeden im MaStR identifizierten VNB die Datenschnittstelle der Website abgefragt. Die von der Plattform übermittelten Gebietsgeometrien zur Web-Darstellung wurden dabei automatisiert gespeichert. Anschließend wurden diese Teilgeometrien jedes VNB zu einer zusammenhängenden Karte aller deutschen VNB zusammengefügt. Das Ergebnis ist ein VNB-Geodatenatz, der vollständig ohne den Zukauf kommerzieller Daten generiert wurde. Auf Basis dieser VNB-Geometrien wurde für die Darstellung in Abbildung 13 die installierte Leistung aller rechtlich geeigneten (siehe Seite 25) Anlagen aggregiert, deren Einspeisevergütung unter einer Grenze von 10 ct/kWh liegt.

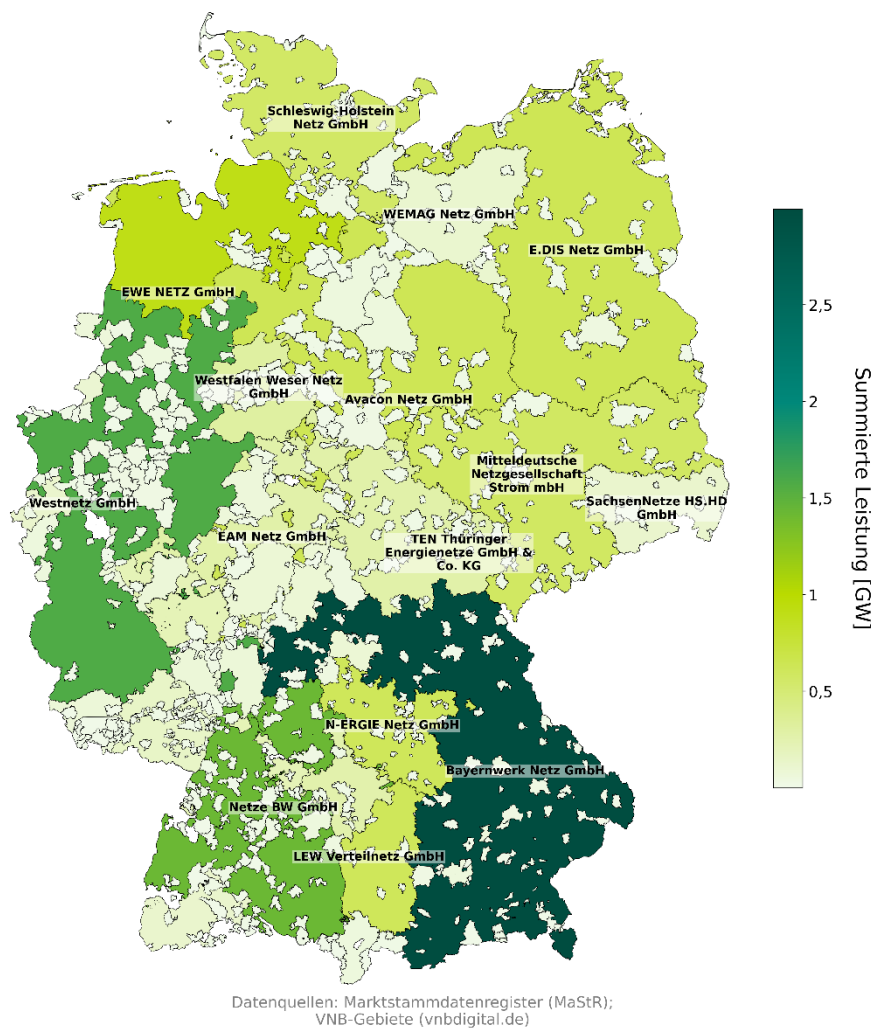


Abbildung 13: PV-Leistung je VNB-Gebiet für Anlagen mit Erlösen ≤ 10 ct/kWh

Wie zu erwarten, verantworten auch nach Filtern der Anlagen auf Betreibermodell und Vergütungshöhe die großen VNB die meisten PV-Anlagen. Die Bayernwerk Netz GmbH verantwortet dabei knapp 30 GW beziehungsweise 103.192 Anlagen, welche die oben genannten Kriterien erfüllen. Die Westnetz GmbH hat 64.727 dieser Anlagen mit einer angeschlossenen Leistung von 15,7 GW angeschlossen und Netze BW GmbH beinhaltet 69.558 Anlagen mit einer gemeinsamen Leistung von 14,2 GW. In diesen großen VNB-Gebieten gibt es also viele Photovoltaikanlagen, welche die rechtlichen und potenziell auch die wirtschaftlichen Kriterien für Energy Sharing erfüllen.

Um auch kleinere VNB-Gebiete zu identifizieren, die besonders von Energy Sharing profitieren könnten, wurde eine weitere Karte (Abbildung 14) erstellt, welche die durchschnittliche Vergütungshöhe aller PV-Anlagen innerhalb der VNB-Gebiete darstellt. Dabei wurden VNB-Gebiete mit weniger als 10 Anlagen oder Gebiete mit weniger als 1.000 kWp installierter Leistung herausgefiltert, um statistische Ausreißer und Gebiete ohne nennenswertes Energy-Sharing-Potenzial durch fehlende Erzeugung auszuschließen.

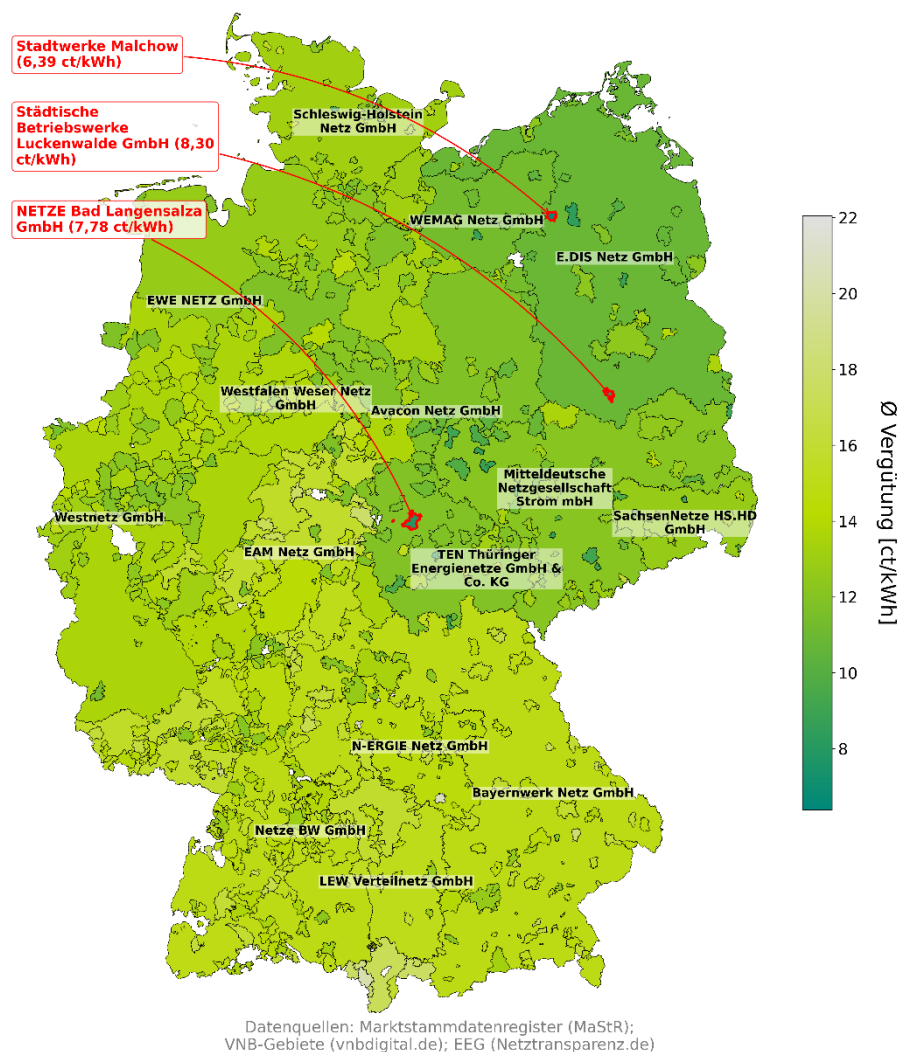


Abbildung 14: Durchschnittliche Vergütungshöhe von PV-Anlagen pro VNB-Gebiet

Bei dieser Analyse werden vor allem kleine VNB-Gebiete sichtbar. Das Gebiet der Stadtwerke Malchow hat dabei mit 6,39 ct/kWh die niedrigste durchschnittliche Vergütung. Es beinhaltet 289 Anlagen mit insgesamt 14,7 MWp installierter Leistung. Die Elektrizitätsgenossenschaft Nordhalben und Umgebung e.G. verantwortet 112 Anlagen mit zusammen 4,5 MWp und hat einen durchschnittlichen Erlös von 6,78 ct/kWh. Im Gebiet der NETZE Bad Langensalza GmbH stehen 903 Photovoltaikanlagen mit insgesamt 23 MWp und einem mittleren Erlös von 7,78 ct/kWh. In diesen Gebieten kann die Umsetzung von Energy Sharing über das öffentliche Netz besonders große finanzielle Vorteile für PV-Anlagenbesitzer bringen.

4.2 Biomasse Anlagen

Biomasseanlagen erhalten, analog zu PV-Anlagen, eine Vergütung über 20 Jahre, wobei sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen historisch äußerst dynamisch entwickelt haben. Während früher komplexe Bonussysteme, etwa für die Nutzung nachwachsender Rohstoffe oder Kraft-Wärme-Kopplung, die Erlöse bestimmten, wird die Vergütung für größere Anlagen heute marktlich in Ausschreibungen ermittelt. Eine pauschale Einordnung ist daher schwierig. Um Biomasseanlagen dennoch fundiert in den Kontext von Energy-Sharing einordnen zu können, wurden für die folgende Betrachtung historische EEG-

Vergütungssätze inklusive der maximal möglichen Boni mit den realen Zuschlagswerten der Bundesnetzagentur für aktuelle Neuanlagen kombiniert [70], [72]. Ausgeförderten Anlagen, die vor 2006 gebaut wurden, wurde der durchschnittliche Marktwert Strom für 2025 in Höhe von 8,9 ct/kWh zugeordnet.

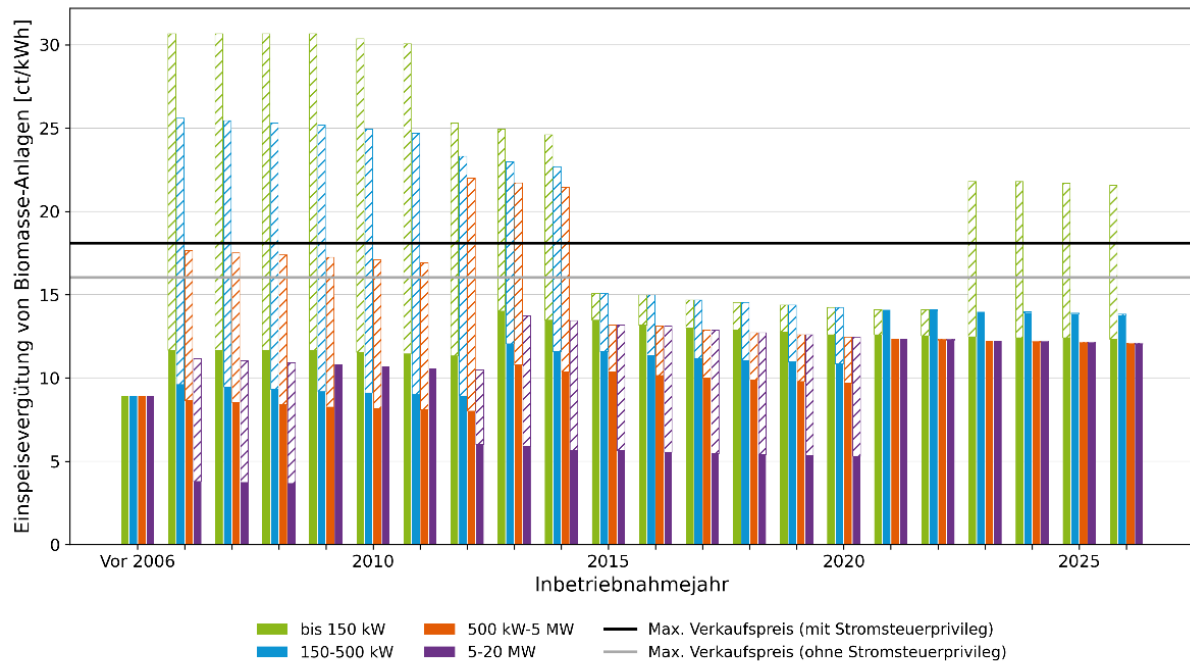


Abbildung 15: Erlöse von Biomasse-Anlagen nach Größe und Alter

Abbildung 15 visualisiert für jedes Inbetriebnahmejahr und jede Leistungsklasse die mögliche Bandbreite der Vergütung, wobei die ausgefüllten Balken die Mindestvergütung markieren und die schraffierten Bereiche das Potenzial durch Boni oder Sondervergütungen aufzeigen. Es wird deutlich, dass in der Anfangsphase des EEG bis zum Jahr 2014 kumulierte Boni zu Vergütungsspitzen von über 30 ct/kWh führten. Nach einer Phase niedrigerer Vergütungen von 2015 bis 2020 stiegen diese ab 2021 wieder. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die pauschale Annahme, Biomasseanlagen lägen stets unter den Preisobergrenzen des Energy Sharing, nicht haltbar ist. Während Bestandsanlagen ohne Boni oder ausgeförderte Anlagen ein hohes Potenzial bieten, werden neue Gülle-Spezialanlagen und ähnliche für dieses Modell oft zu hoch vergütet. Daher ist eine differenzierte Betrachtung der spezifischen Vergütung für jeden Einzelfall bei Biomasseanlagen unerlässlich. Da Biomasseanlagen anders als PV-Anlagen konstant Strom produzieren können, ist eine erste Abschätzung der Wirtschaftlichkeit mithilfe eines konstanten oberen Energy-Sharing-Preisdeckels möglich. Liegt der aktuelle Erlös einer Biomasseanlage unter dem jährlich gemittelten möglichen Erlös in einem Energy-Sharing Modell, hier 16,4 ct/kWh, wird dieses Erlösmodell wirtschaftlicher.

Trotz der komplexen Förderbedingungen des EEGs für Biomasseanlagen, wurde eine Karte entwickelt, welche die Verteilung von Biomasse-Anlagen innerhalb der VNB-Gebiete darstellt (Abbildung 16). Dabei werden nur Anlagen berücksichtigt, welche den rechtlichen Anforderungen gemäß Seite 25 entsprechen. Es wird die kumulierte Leistung aller Biomasseanlagen innerhalb eines VNB-Gebietes dargestellt.

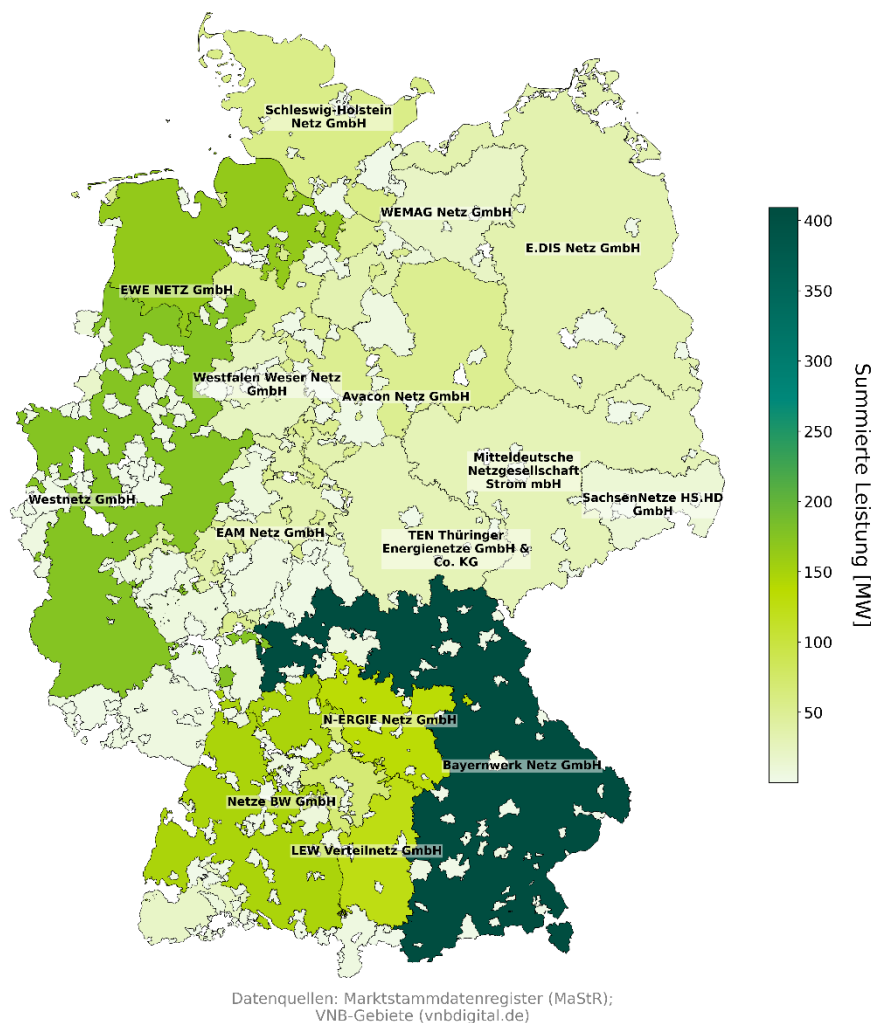


Abbildung 16: Kumulierte Leistung von Biomasseanlagen innerhalb der VNB-Gebiete

Zu den drei Verteilnetzbetreibern, welche die höchste gefilterte Biomasseanlagenleistung verantworten, zählen die Bayernwerk Netz GmbH mit 2082 Anlagen und 409 MW kumulierter Leistung, die Westnetz GmbH mit 495 Anlagen und 174 MW kumulierter Leistung und die EWE NETZ GmbH mit 542 Anlagen beziehungsweise 165 MW Leistung. Es zeigt sich, dass viele Biomasseanlagen verfügbar sind, welche das rechtliche Teilnahmekriterium für Energy-Sharing erfüllen. Ob das wirtschaftliche Teilnahmekriterium erfüllt ist, muss von Anlage zu Anlage individuell entschieden werden.

4.3 Windkraftanlagen

Die gesetzliche Vergütung für Onshore-Windenergie erfolgt wieder über einen Zeitraum von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Sie hat sich jedoch methodisch stark gewandelt. Für Bestandsanlagen, die vor 2017 ans Netz gingen, galt ein rein gesetzlich fixiertes Zweistufen-Modell in Form einer Einspeisevergütung. Diese Anlagen erhielten eine hohe Anfangsvergütung, die nach einer bestimmten Zeit, normalerweise 5 Jahre, auf eine niedrigere Grundvergütung absank. Ab dem Jahr 2017 entscheidet primär die Leistungsklasse über die Preisfindung. Zwischen 2017 und 2023 lag diese Leistungsgrenze bei 750 kW und danach bei 1 MW. WKA oberhalb dieser Grenze sind verpflichtet, ihren anzulegenden Wert wettbewerblich in Ausschreibungen zu ermitteln. Kleinanlagen sind von der Ausschreibungspflicht befreit und erhalten einen gesetzlich festgelegten Wert, um

bürokratische Hürden zu vermeiden. Ein wesentliches Merkmal für diese Anlagen ist dabei die Berücksichtigung der Standortgüte. Der in der Ausschreibung ermittelte oder gesetzlich fixierte Wert wird über einen Korrekturfaktor angepasst. Anlagen an windschwächeren Binnenlandstandorten erhalten eine höhere Vergütung pro Kilowattstunde als Anlagen an windstarken Küstenstandorten. Aktuell ergibt sich daraus eine komplexe Marktstruktur aus auslaufenden Festvergütungen für Altanlagen, festen Sätzen für Kleinanlagen und variablen, auktionsbasierten Marktprämien für Großprojekte [73].

Um dennoch eine Einordnung des Potenzials von Windkraftanlagen für Energy Sharing zu ermöglichen, wird in Abbildung 17 der Erlös von Windkraftanlagen nach Inbetriebnahmejahr vereinfacht dargestellt. Altanlagen, die vor 2006 gebaut wurden, erhalten den durchschnittlichen Marktwert für Onshore-Windstrom. Dieser liegt im Jahr 2025 bei 7,44 ct/kWh [69]. Anlagen, die zwischen 2006 und 2016 gebaut wurden, erhalten aktuell die Endvergütung der jeweils geltenden Förderung. Für Anlagen ab 2017 ist das durchschnittliche Ausschreibungsergebnis des anzulegenden Wertes im jeweiligen Jahr dargestellt.

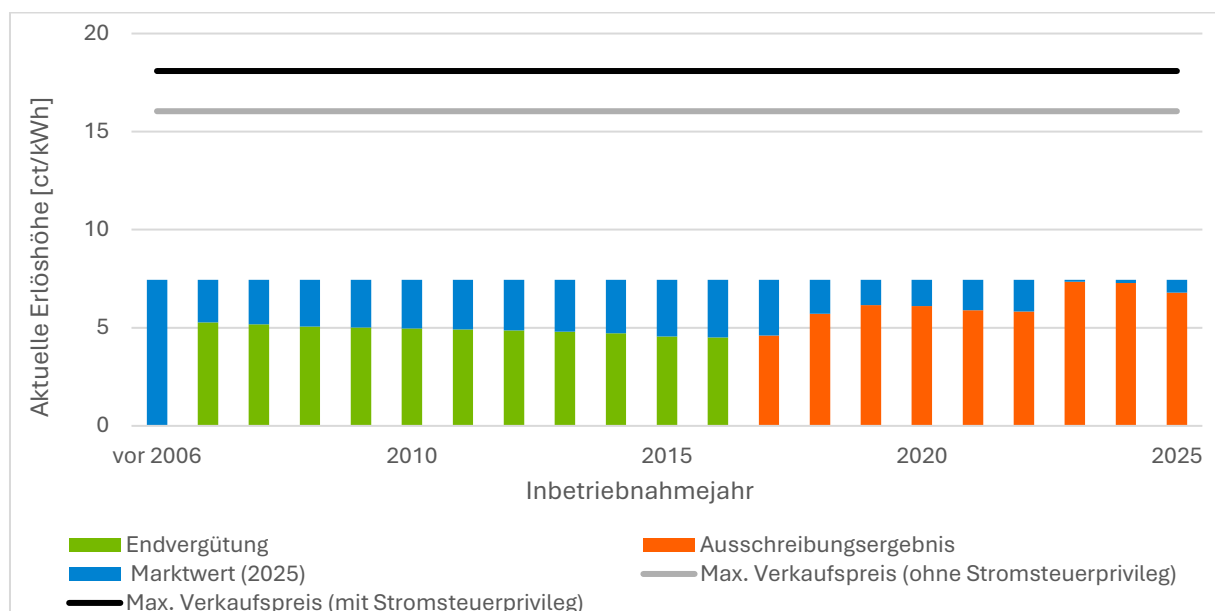


Abbildung 17: Erlöse von Windkraftanlagen

Es wird ersichtlich, dass der aktuelle Marktwert von Onshore-Windstrom höher ist als der anzulegende Wert beziehungsweise die Endvergütung der bestehenden Windkraftanlagen. Damit definiert dieser den Erlös aller Anlagen. Trotz des aktuell hohen Marktwertes liegt dieser unterhalb eines möglichen Erlöses beim Direktverkauf von Strom im Rahmen von Energy Sharing. Somit kann Energy Sharing eine wirtschaftlich attraktive Alternative zur Vermarktung von Windstrom darstellen. Wie bei PV-Anlagen muss auch hier beachtet werden, dass eine statische Preisobergrenze für Windstrom eine Vereinfachung darstellt. Zu Zeiten von viel Windstrom, sinkt der Strompreis und damit die Preisobergrenze eines Energy-Sharing-Tarifs. Zusätzlich erhöht sich durch das oben beschriebene Referenzertragmodell die Vergütung von Anlagen an windschwachen Standorten um bis zu 55 % [74]. Da die Alternativerlöse bei Windstrom allerdings weit unterhalb der durchschnittlichen Preisobergrenze liegen, ist dennoch von einer wirtschaftlich attraktiven Teilnahme von Windkraftanlagen an einer ESC auszugehen.

Analog zu der PV- und Biomasseanlagenanalyse wurde erneut eine Karte auf Basis des Marktstammdatenregisters erstellt. Diese soll die Verteilung der Windkraftanlagen innerhalb der VNB-Gebiete, die das rechtliche Kriterium für Energy Sharing erfüllen, darstellen (siehe Abbildung 18).

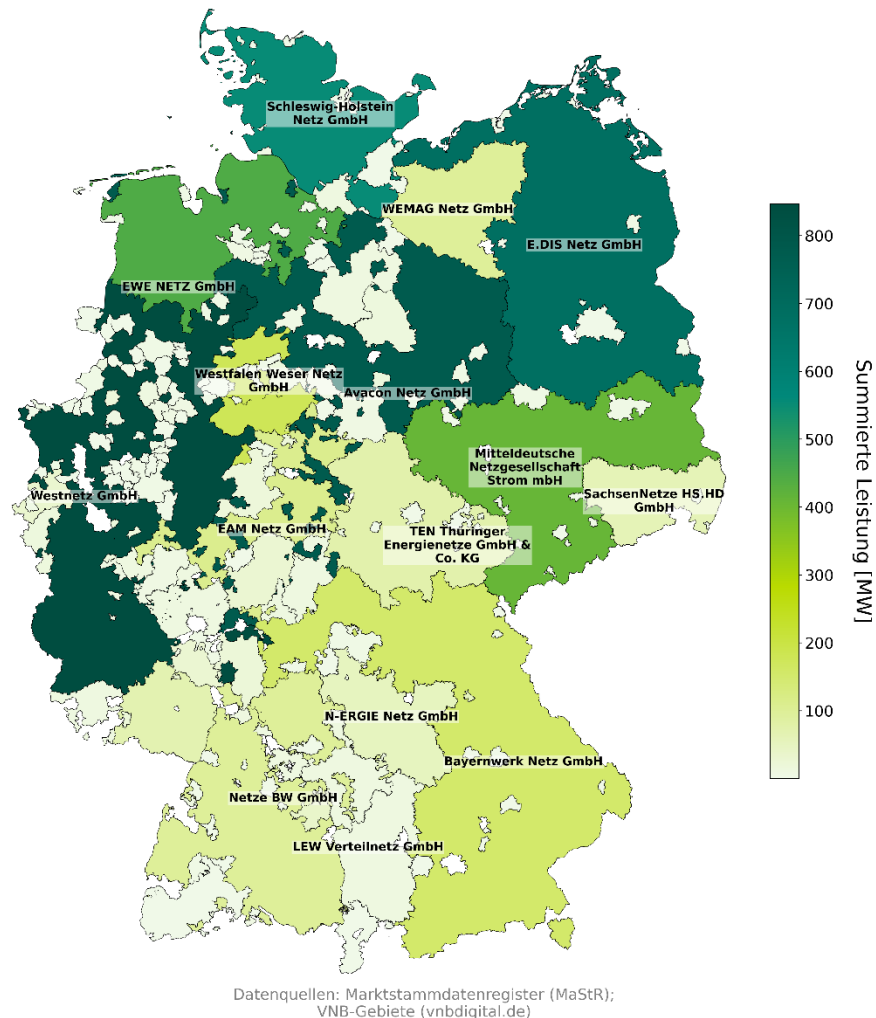


Abbildung 18: Kumulierte Leistung von Windkraftanlagen innerhalb der VNB-Gebiete

Es wird deutlich, dass sich vor allem in nördlichen Regionen eine große Anzahl an für Energy Sharing geeigneten Windkraftanlagen befindet. Im Bereich der Westnetz GmbH befinden sich 594 dieser Anlagen mit einer gemeinsamen Leistung von 847 MW. Die Avacon Netz GmbH verwaltet 440 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 777 MW und die E.DIS Netz GmbH ist für 434 Anlagen mit 553 MW verantwortlich. Es wird deutlich, dass Energy Sharing für Windkraftanlagen nicht nur wirtschaftlich attraktiv ist, sondern auch eine hohe Menge an rechtlich geeigneten Bestandsanlagen vorhanden ist. Zusammenfassend kann bei Photovoltaikanlagen aufgrund der stark volatilen Erzeugung keine eindeutige pauschale Aussage über deren wirtschaftliche Teilnahme an einer ESC getroffen werden. Es deutet sich aber an, dass Energy Sharing für post-EEG-Anlagen und kürzlich installierte, niedrig vergütete Anlagen wirtschaftlich attraktiv ist. Die Anzahl dieser niedrig vergüteten Anlagen ist zudem bereits jetzt auf hohem Niveau und wird in den kommenden Jahren aufgrund von auslaufenden Förderungen weiter steigen. Außerdem gibt es eine große Anzahl an PV-Anlagen, die das rechtliche Teilnahmekriterium erfüllen.

Diese sind vor allem in Süddeutschland zu finden. Um eine Aussage über die wirtschaftliche Teilnahmefähigkeit von PV-Anlagen an einer ESC zu treffen, wird im weiteren Verlauf der Arbeit ein Simulationsmodell erstellt.

Da Biomasseanlagen eine komplexe Fördersystematik mit vielen Sonderfällen haben, kann auch hier keine pauschale Aussage über eine ökonomisch sinnvolle Teilnahme an einer ESC getroffen werden. Da diese Erzeuger jedoch konstant Strom produzieren können, ist eine konstante, jährlich gemittelte Preisobergrenze zur wirtschaftlichen Teilnahme an einer ESC eine zulässige Annahme zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit. Es kann somit einfach von Anlage zu Anlage entschieden werden, ob die Teilnahme an einer ESC höhere Erlöse ermöglicht als konventionelle Erlösconzepte. Dazu kann der bekannte Vergütungssatz einer Biomasseanlage direkt mit der gemittelten Preisobergrenze in einer ESC verglichen werden. Zudem gibt es auch hier viele Biomasseanlagen, die das rechtliche Teilnahmekriterium erfüllen. Diese sind wiederum hauptsächlich in Süd- und Westdeutschland zu finden.

Da Windkraftanlagen besonders niedrige Opportunitätskosten haben, ist das Konzept Energy Sharing für diese grundsätzlich ökonomisch attraktiv. Eine einzige Ausnahme können Anlagen sein, die aufgrund von niedriger Standortgüte eine besonders hohe Vergütung erhalten. Zudem wird die Anzahl von potenziellen WKA stark durch das rechtliche Teilnahmekriterium eingeschränkt, da der Großteil dieser Erzeuger gewerblich betrieben wird. Dennoch finden sich viele potenzielle Anlagen vor allem in der nördlichen Hälfte von Deutschland.

5 Aufbau des Simulationsmodells

Um das Potenzial des Energieteilens aus PV-Anlagen besser abschätzen zu können, und die komplexen technischen und marktlichen Wechselwirkungen in einer ESC zu verstehen, wurde ein Simulationsmodell erstellt. Dieses Kapitel legt die technische Architektur und die methodische Funktionsweise dieses Simulationsmodells, welches in MATLAB implementiert ist, dar. Im Folgenden werden zunächst die Eingangsdaten genauer erläutert, bevor auf die detaillierte Simulationslogik, die physikalischen Teilmodelle und schließlich auf die generierten Ergebnisse eingegangen wird. Das Simulationsmodell und speziell die interaktive Visualisierung der Ergebnisse sowie die graphische Eingabemöglichkeit der Simulationsparameter wurden mit Hilfe von Künstlicher Intelligenz, speziell mit dem Programmierwerkzeug Antigravity, erstellt [75].

5.1 Eingangsdaten und Parametrisierung

Das Simulationsmodell nutzt verschiedene Zeitreihen als Eingangsdaten, um den Stromverbrauch, die Erzeugung und die Marktdynamik innerhalb einer ESC abzubilden. Dazu zählen einminütige Mittelwerte der Direkt- und Diffusstrahlung sowie der Lufttemperatur für den Standort Lindenberg aus dem Jahr 2004, Zapfprofile für das Trinkwarmwasser aus der VDI 4655, halbsynthetische einminütige Haushaltslastprofile des ADRES-IZES-Datensatzes sowie die Stromspotmarktpreise des Jahres 2025 [76], [77], [78], [79].

Aus dem ADRES-IZES-Datensatz stehen 57 verschiedene Haushaltslastprofile zur Verfügung. Diese werden den ESC-Teilnehmer:innen zugeordnet und unverändert in der Simulation verwendet. Werden mehr als 57 Haushalte simuliert, werden manche Lastprofile doppelt zugeordnet. Da für diese Arbeit allerdings immer 50 Haushalte simuliert werden, erhält jeder Haushalt ein individuelles Lastprofil. Abbildung 19 zeigt das Lastprofil eines ESC-Teilnehmers an einem Tag (unten) und für ein Jahr (oben).

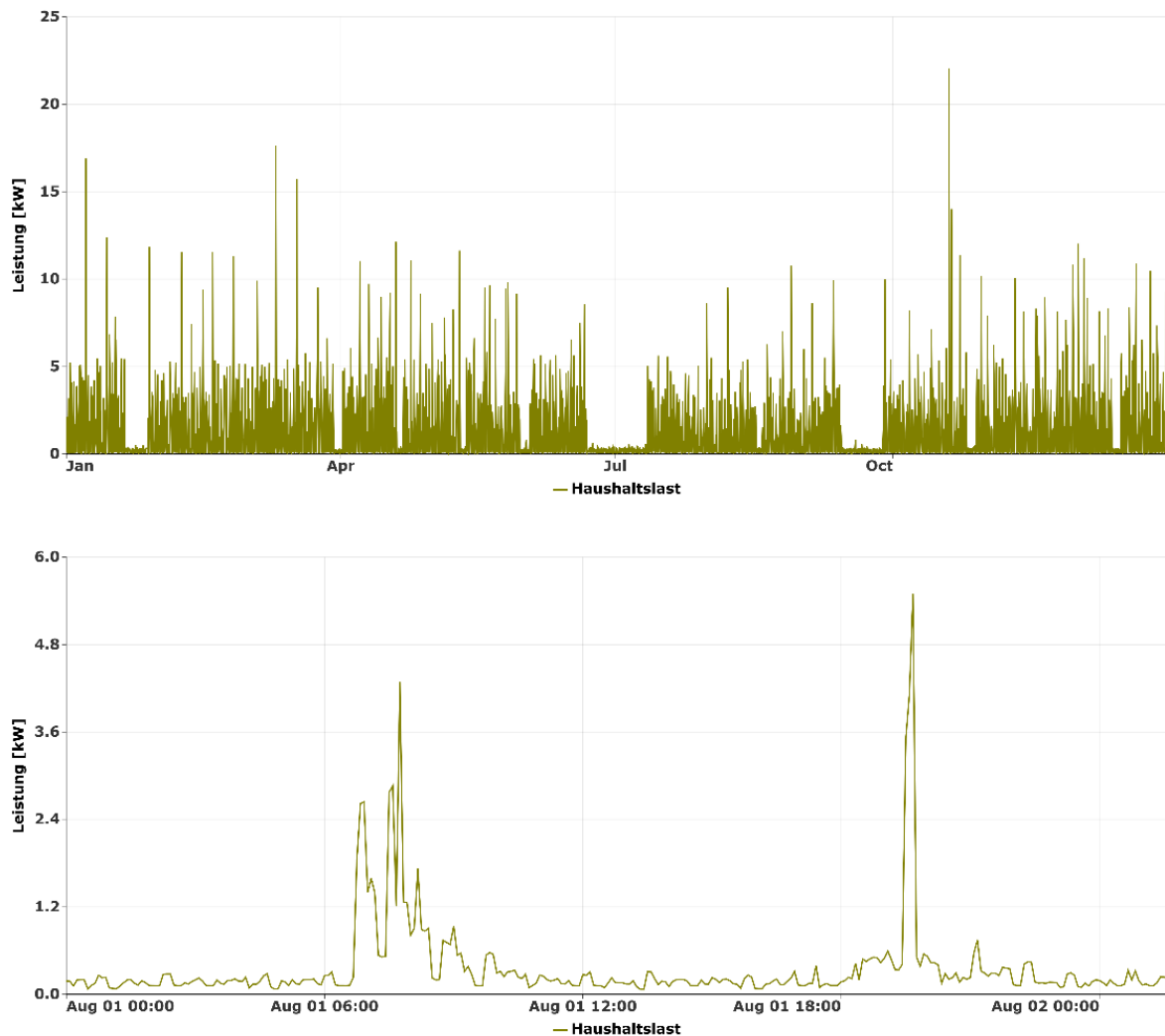


Abbildung 19: Haushaltslast eines ESC-Teilnehmers in einem Jahr und am 1. August

Des Weiteren bietet das Simulationsmodell die Möglichkeit, einzelnen Haushalten individuelle Lastprofile, beispielsweise die eines Unternehmens zuzuordnen.

Die Wetterdaten werden genutzt, um die Erzeugung der PV-Anlagen und den Verbrauch der Wärmepumpe zu berechnen. Auf diese Berechnungen wird später genauer eingegangen.

Für eine marktorientierte Simulation des Energy Sharings werden Spotmarktpreise aus dem Jahr 2025 verwendet. Da die europäische Strombörse EPEX Spot den Day-Ahead-Markt seit Oktober 2025 auf eine Ausgleichsperiode von 15 Minuten umgestellt hat, liegen die simulierten Preiszeitreihen der ersten neun Monate in stündlicher und für das letzte Quartal in viertelstündlicher Auflösung vor. Um eine homogene Datenbasis für die Simulation zu gewährleisten, werden beide Formate zusammengeführt und anschließend interpoliert, sodass für jeden Stunden-, beziehungsweise 15-Minuten-Block ein konstanter Wert über alle darin enthaltenen Minuten-Zeitschritte angenommen wird.

Da die verwendeten historischen Eingangsdaten für Wetter, Strompreise und Haushaltslasten aus unterschiedlichen Basisjahren stammen, ist in der Vorberechnung eine zeitliche Synchronisation der Zeitreihen erforderlich. Hierfür werden die historischen Zeitreihen-Vektoren in der Simulation zeitlich so verschoben, dass sie gemeinsam an einem definierten, einheitlichen Wochentag starten. Während dies bei der PV-Erzeugung

lediglich für die realistische Abfolge von Tag und Nacht sowie jahreszeitlichen Rhythmen relevant ist, weisen die verwendeten Haushaltslasten, Strompreise und E-Auto-Fahrprofile Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenenden auf. Durch die kalendarische Synchronisation wird folglich verhindert, dass beispielsweise ein Wochenende der Haushaltslasten fälschlicherweise mit den Strompreisen eines Werktags überlagert wird. Diese Methodik überführt alle Eingangsdaten in einen konsistenten Wochen- und Jahresrhythmus eines einheitlichen Simulationsjahres.

Neben allen genannten Eingangsdaten sind auch die verschiedenen, anpassbaren Simulationsparameter Ausgangspunkt für einen Simulationsdurchlauf. Tabelle 1 listet die wichtigsten anpassbaren Parameter der Simulation auf und nennt die gewählten Parameter für nachfolgende Simulationsdurchläufe, sofern in deren Beschreibungen keine anderen Parameter erwähnt werden (siehe Kapitel 6). Dabei wird zwischen Parametern unterschieden, die individuell für jeden Haushalt gewählt werden können, diese sind mit „pro Haushalt“ markiert, und solchen die pauschal für alle Haushalte gelten.

Tabelle 1 Parameter des Simulationsmodells

Parameter	Einheit/ Wertebereich	(Default)
Allgemein & Markt		
Anzahl der simulierten Haushalte	Stück	(50 Stück)
Preisbasiertes Energy Sharing	An/ Aus	(An)
Batterie Sharing	An/ Aus	(An)
Preisoptimiertes Laden der EVs	An/ Aus	(An)
Preisoptimierte Batterienutzung	An/ Aus	(An)
Netzentgelte /Abgaben; Steuern	ct/kWh; %	(17,33 ct/kWh; 19 %)
Sharing Rabatt	ct/kWh	(0 ct/kWh)
Trafo Nennleistung	VA	(250 kVA)
PV-Anlagen & Heimspeicher		
Leistung der PV-Anlagen (pro Haushalt)	kWp	(unterschiedlich)
Einspeisevergütung der PV-Anlagen (pro Haushalt)	ct/kWh	(unterschiedlich)
Netzeinspeiselimit der PV-Anlagen	%	(100 %)
Speicherkapazitäten der Batterien (pro Haushalt)	kWh	(unterschiedlich)
Systemwirkungsgrad der Batterien	%	(92 %)
Thermisches System		
Nennleistung der Wärmepumpen (pro Haushalt)	W _{el}	(3.000 W)
Nennleistung der Heizstäbe (pro Haushalt)	W _{el}	(8.800 W)
Soll-Raumtemperaturen (pro Haushalt)	°C	(21 °C)
Warmwasser Zapftemperaturen (pro Haushalt)	°C	(45 °C)
Mindestlaufzeit der Wärmepumpen	min	(5 min)
Elektromobilität		
EV-Verfügbarkeit (pro Haushalt)	vorhanden/nicht vorhanden	(unterschiedlich)
Nennleistung Wallboxen	kW	(11 kW)
Verbrauch der EVs	kWh/100 km	(18 kWh/100 km)
Fahrstrecken an Werkt. / WE / Langstr. (stochastisch verteilt)	km	(45 km / 40 km / 300 km)
Mindest-Ladezustand der EVs	%	(20 %)

Diese Parameter können beliebig variiert werden, um das Potenzial verschiedener Energy Sharing Szenarien zu simulieren. Zur einfachen Parametrisierung wurde eine grafische Bedienoberfläche erstellt, welche in Abbildung 20 dargestellt ist. Diese erlaubt die individuelle Zuordnung der oben genannten Werte. Zudem können diese Werte auch der ganzen ESC auf einmal zugeordnet werden, um die Parametrisierung von ESCs mit vielen

Haushalten zu erleichtern. Nach vollständiger Parametrisierung lassen sich die Einstellungen für das definierte Szenario exportieren und zu einem späteren Zeitpunkt wieder importieren.

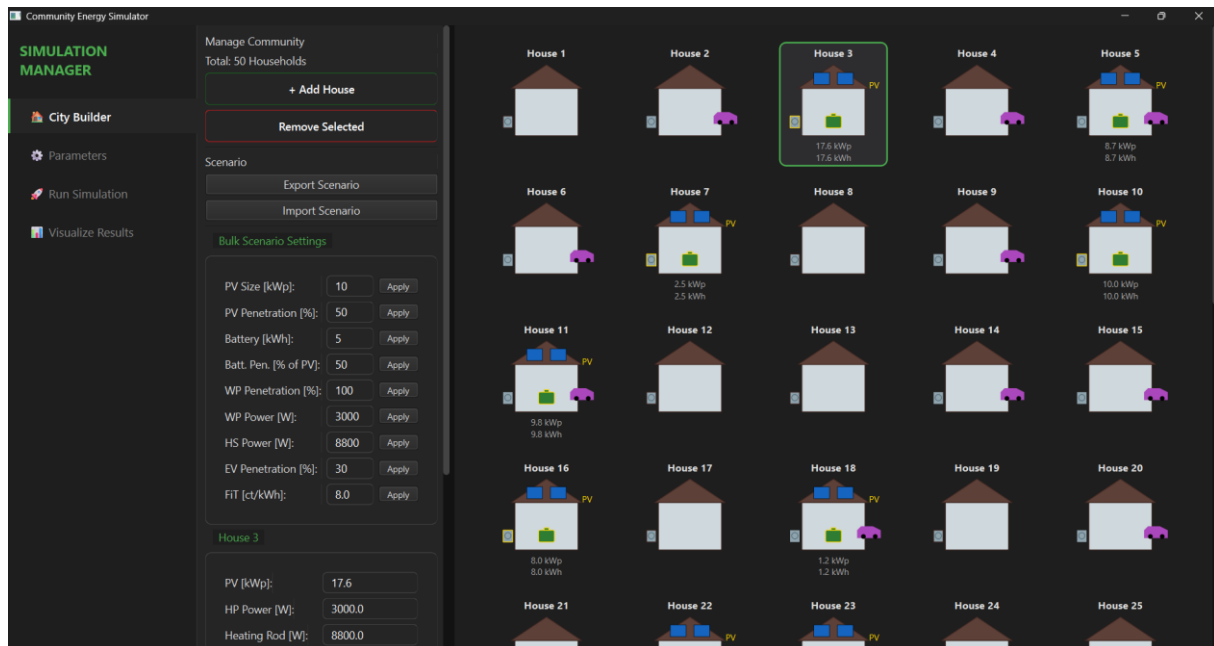


Abbildung 20: Grafische Bedienoberfläche zur Parametrisierung der Simulation

5.2 Simulationsaufbau

Nach Definition der Simulationsparameter kann die Simulation gestartet werden. Grob lässt sich die Simulation in folgende Schritte unterteilen:

- Laden und Generieren der Eingangsdaten
- Initialisierung & Vorberechnung nicht dynamischer Werte
- Simulationsschleife für Basis- und Sharing-Szenario
- Datenaufbereitung, Aggregation & Auswertung

In dem rechenaufwendigsten Simulationsteil, der Simulationsschleife, werden zur Beschleunigung der Simulation alle Systemzustände der ESC-Teilnehmer:innen vektoriell berechnet. Das heißt, dass für jeden Zeitschritt ein Vektor aller Haushalte gleichzeitig berechnet wird. Zusätzlich werden das Basis- und Sharing-Szenario parallel berechnet, um die Simulationsdauer weiter zu senken. Ein Simulationsdurchlauf dauert auf einem AMD Ryzen 7 7840HS Prozessor mit 3,8 GHz Taktrate circa 7 Minuten und es werden circa 15 GB Arbeitsspeicher benötigt. Der Arbeitsspeicherbedarf kann halbiert werden, wenn die Parallelberechnung von Basis- und Sharing-Szenario deaktiviert wird. Es können mehrere Simulationen gleichzeitig gestartet werden, dies ist aber durch die Verfügbarkeit von Arbeitsspeicher begrenzt. Die Simulation ist in verschiedene Schritte unterteilt, die in Abbildung 20 dargestellt sind. Auf die einzelnen Schritte wird in den folgenden Kapiteln genauer eingegangen.

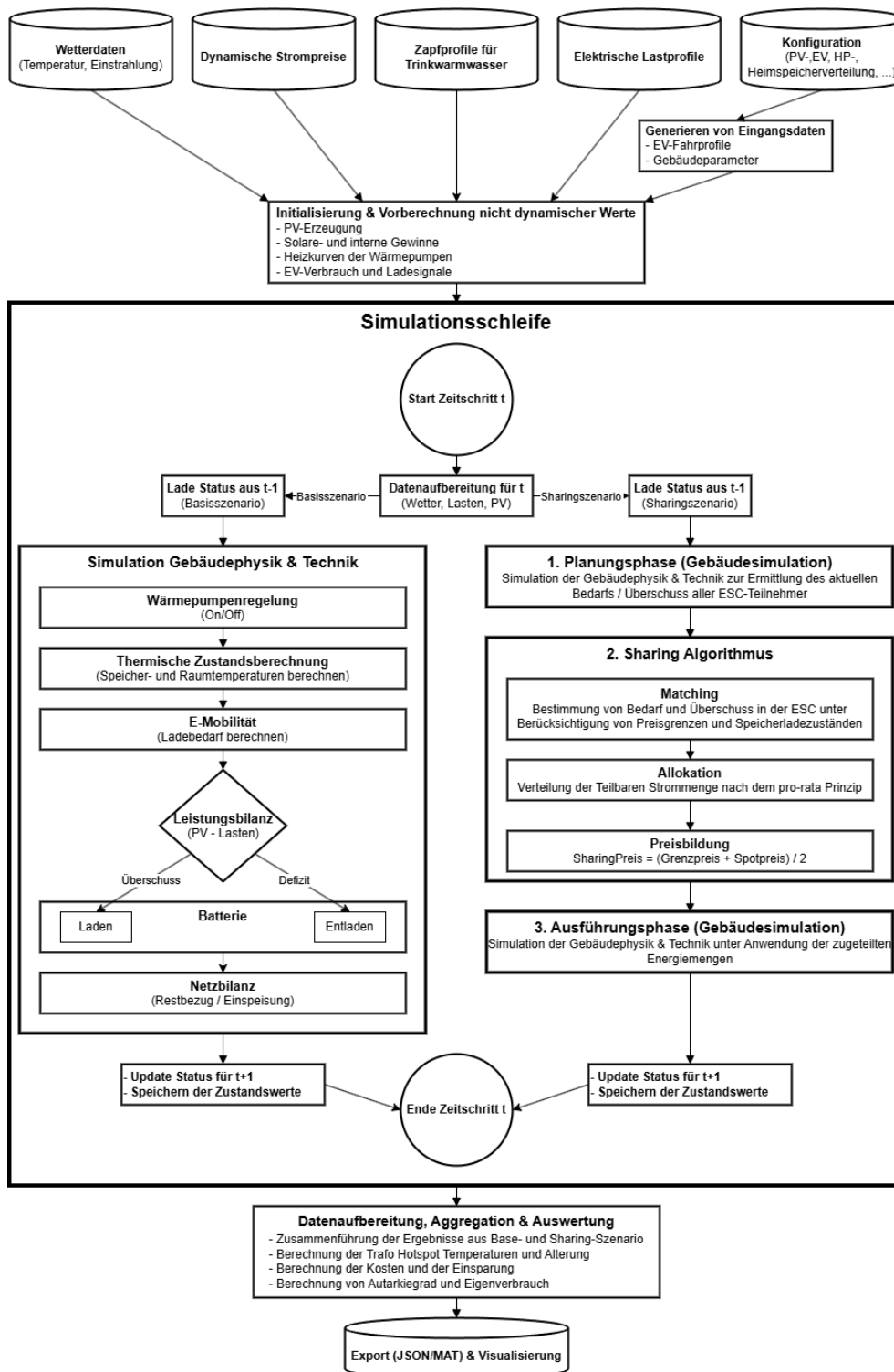


Abbildung 21: Simulationslogik der Energy Sharing Simulation (erstellt mit draw.io [80])

Die Simulation der Gebäudephysik, wie sie in Abbildung 21 für das Basisszenario dargestellt ist, wird analog auch im Sharing-Szenario in den Schritten „1. Planungsphase“ und „3. Ausführungsphase“ durchgeführt. Die Ladeplanung für Batterie und EV ist nicht dargestellt. Diese wird alle 24 Stunden einmalig ausgeführt und findet vor der Gebäudesimulation statt. Im Folgenden wird genauer auf die einzelnen Schritte eingegangen.

5.3 Vorberechnung

Um die Rechenzeit innerhalb der iterativen Jahressimulation zu minimieren, werden im Modell alle Größen, die keine Rückkopplung zu dem dynamischen Systemzustand haben, in eine vorgelagerte Berechnungsphase ausgelagert. Diese Vorberechnung findet einmalig vor dem Start der eigentlichen Simulationsschleife statt. Die Ergebnisse werden in Vektoren gespeichert, auf welche die Simulation anschließend zugreifen kann. Die Länge der Vektoren ist dabei die Anzahl der Zeitschritte in der Simulation, hier 525.600 für alle Minuten in einem Jahr.

Die elektrischen Lastprofile der Haushalte basieren, wie bereits erwähnt, auf halbsynthetischen Messdaten, wobei jedem Haushalt eines von 57 unterschiedlichen 1-Minuten-Profilen zugewiesen wird.

Die Generierung der Fahrprofile und des daraus resultierenden Stromverbrauches basiert auf statistischen Verteilungen, welche die Variabilität realer Mobilitätsmuster abbilden. An Werktagen findet zu 70 % eine Fahrt statt, wobei eine durchschnittliche Fahrstrecke von 45 km angenommen wird. Die tatsächlichen Distanzen folgen dabei einer Log-Normalverteilung, um der Häufigkeit kurzer Wege Rechnung zu tragen. Die Abfahrtszeit an Werktagen ist normalverteilt mit einem Mittelwert von 07:30 Uhr und einer Standardabweichung von ($\sigma = 0,75 \text{ h}$). Die Ankunftszeit berechnet sich dynamisch aus der Abfahrtszeit zuzüglich der Fahrzeit und einer variablen Aufenthaltsdauer. Die Fahrzeit ergibt sich aus der Distanz und einer durchschnittlichen Geschwindigkeit von 42 km/h ($\sigma = 10 \text{ km/h}$), während die Aufenthaltsdauer am Zielort mit einem Mittelwert von 8,5 Stunden ($\sigma = 1,5 \text{ h}$) angesetzt wird. An Wochenenden wird von einer Fahrwahrscheinlichkeit von 45 % ausgegangen und die durchschnittliche Fahrstrecke beträgt 40 km. Die Abfahrten erfolgen hier im Mittel um 10:30 Uhr ($\sigma = 2 \text{ h}$). Dabei wird eine kürzere Aufenthaltsdauer von durchschnittlich 3,5 Stunden ($\sigma = 2 \text{ h}$) angenommen, bei einer mittleren Reisegeschwindigkeit von 40 km/h ($\sigma = 10 \text{ km/h}$). Zusätzlich werden mit einer Wahrscheinlichkeit von 2 % seltene Langstreckenfahrten simuliert. Diese zeichnen sich durch eine deutlich höhere mittlere Distanz von 300 km sowie eine frühere Abfahrt um 07:00 Uhr aus. Da hier ein höherer Autobahnanteil angenommen wird, liegt die zugrunde gelegte Durchschnittsgeschwindigkeit bei 70 km/h. Die jährliche Fahrleistung ergibt sich somit gemäß Berechnung 5 und liegt bei 12.077 km.

$$\begin{aligned}
 D_{\text{Jahr}} &= D_{\text{Lang}} + D_{\text{Arbeit}} + D_{\text{WE}} = 12.077 \text{ km} & \mathbf{5} \\
 D_{\text{Lang}} &= 365 \cdot 0,02 \cdot 300 \text{ km} = 2.190 \text{ km} \\
 D_{\text{Arbeit}} &= (365 - 365 \cdot 0,02) \cdot \frac{5}{7} \cdot 0,70 \cdot 45 \text{ km} = 8.048 \text{ km} \\
 D_{\text{WE}} &= (365 - 365 \cdot 0,02) \cdot \frac{2}{7} \cdot 0,45 \cdot 40 \text{ km} = 1.839 \text{ km}
 \end{aligned}$$

Diese Parameter zur Fahrprofilgenerierung orientieren sich an dem „Mobilität-in-Deutschland Ergebnisbericht“ von 2023 und eigenen Annahmen [81]. Diese Distanzen werden anschließend mit einem durchschnittlichen Verbrauch in $\frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$ multipliziert, um den täglichen Ladebedarf jedes EV zu erhalten. Um ein realistisches Ladeverhalten der EVs abzubilden, wird in der Vorberechnung zusätzlich eine vorausschauende Planung durchgeführt. Da die Simulation selbst Zeitschritt für Zeitschritt fortschreitet, ist dem Fahrzeug zum aktuellen Simulationszeitpunkt die Information über künftige Fahrten nicht bekannt. Um dennoch das rechtzeitige „Laden vor Abfahrt“ umzusetzen, führt das Modell eine Rückwärts-Analyse der Fahrprofile durch. Dabei wird für jeden Zeitschritt ermittelt, wie viel Energie für die unmittelbar bevorstehende Fahrt benötigt wird ($E_{\text{Trip},i}(t)$). Dieser so

generierte Vektor steht in der Simulationsschleife dann dem EV-Modell zur Verfügung. Dies stellt sicher, dass stets genügend Ladung für die nächste geplante Abfahrt verfügbar ist und gegebenenfalls rechtzeitig nachgeladen wird.

Die PV-Ertragsdaten der ESC-Teilnehmer werden physikalisch auf Basis des Simulationsmodells von Tjaden et al. 2016 modelliert [82]. Für jedes Gebäude werden zunächst zufällige, aber statistisch plausible Ausrichtungen und Dachneigungen generiert. Anschließend berechnet das Modell für jeden Zeitschritt die Einstrahlung auf die geneigte Modulebene und bestimmt daraus über ein Temperatur-Leistungs-Modell den normierten PV-Ertrag. Dieser normierte Ertrag wird dann mit einem frei definierbaren Parameter für die PV-Anlagengröße skaliert, um Lastprofile von unterschiedlichen Anlagengrößen zu erhalten. Abbildung 22 zeigt ein beispielhaftes PV-Erzeugungsprofil eines Haushalts für ein ganzes Jahr (oben) und für einen Sommertag (unten).

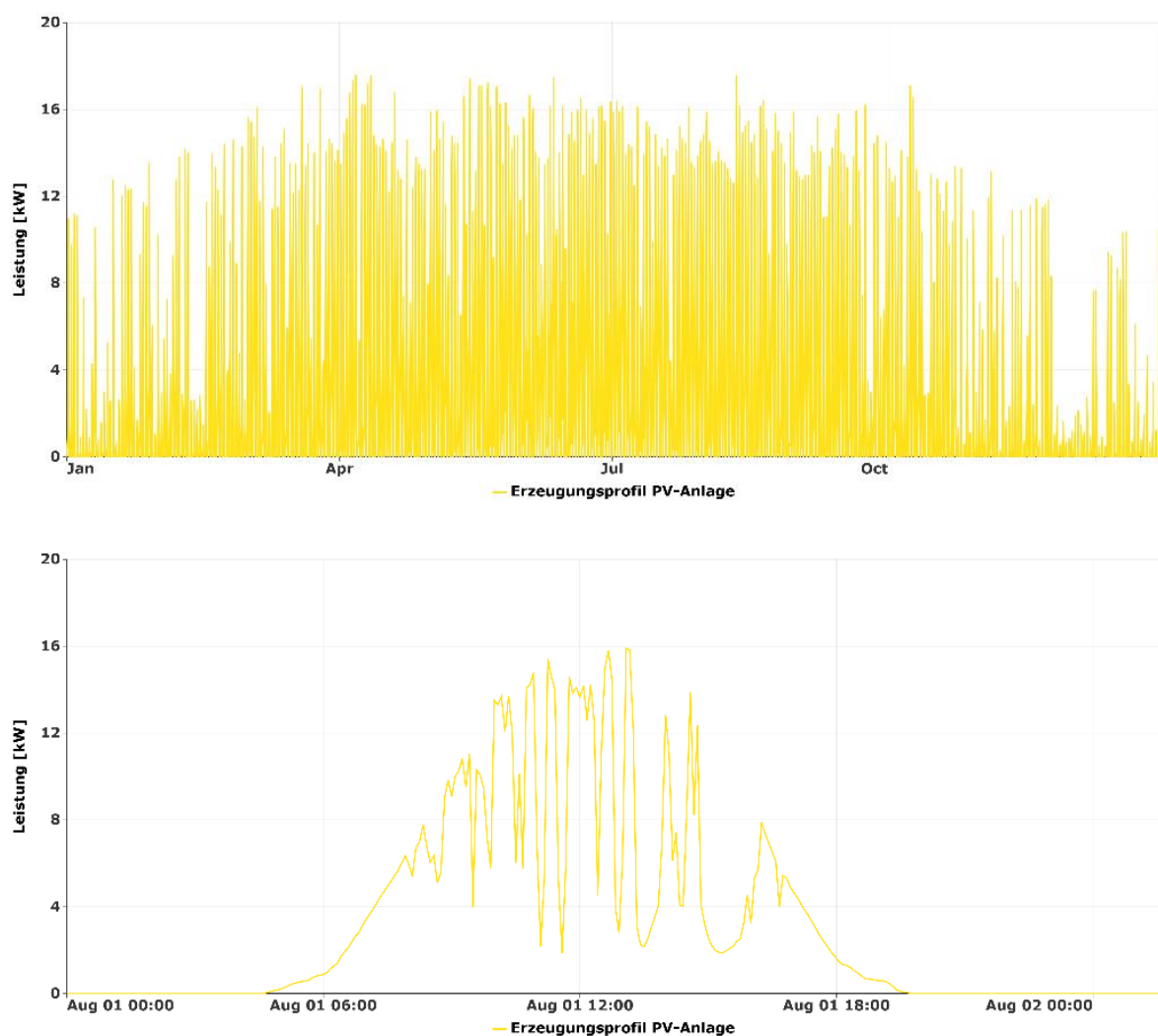


Abbildung 22: PV-Erzeugungsprofil eines ESC-Teilnehmers in einem Jahr und am 1. August

In der Vorberechnung werden darüber hinaus die thermodynamischen Randbedingungen für die Gebäudebilanzierung ermittelt. Dazu zählt die Berechnung der solaren Wärmegewinne, etwa durch den Wärmeeintrag durch die Fenster, sowie die Berechnung der internen Wärmegewinne. Dies basiert auch auf der Vorarbeit von Tjaden et al [82]. Ein weiterer Berechnungsschritt ermittelt die systemrelevanten Temperaturen für den

Heizbetrieb. Die Soll-Vorlauftemperatur wird dabei über eine Heizkurve unter Annahme eines konstanten Volumenstromes geregelt, wobei der gleitende Durchschnitt der letzten 24 Stunden der Außentemperatur als Führungsgröße dient. Mit der Soll-Vorlauftemperatur und der Außentemperatur wird dann in der Simulationsschleife der Coefficient-of-Power (COP) und damit dann die elektrische Last der Wärmepumpe berechnet.

5.4 Simulationsschleife

Zur Quantifizierung der Effekte des Energy-Sharings verwendet das Modell einen „Zwei-Welten-Ansatz“. In jedem Zeitschritt t werden zwei parallele Szenarien berechnet. Zum einen das Baseline-Szenario, welches den Status Quo ohne Energy Sharing abbildet, und zum anderen das Sharing-Szenario, in dem der Energieaustausch zwischen ESC-Teilnehmern möglich ist. Im Folgenden wird zunächst die Optimierungslogik, welche alle 24 Stunden einen Lade- bzw. Entladefahrplan für Batterie und EV erstellt beschrieben. Anschließend wird das physikalische und technische Gebäudemodell, welches in jedem Zeitschritt die Zustandsgrößen aller simulierten Haushalte berechnet, erklärt. Zum Schluss wird auf den Sharing-Algorithmus und das Preisbildungsverfahren eingegangen, welches den Energieaustausch zwischen den Haushalten und die Abrechnung der Kosten simuliert.

5.4.1 Tägliche Ladeplanung

Zu Beginn jedes simulierten Tages wird eine Day-Ahead-Optimierung durchgeführt. Ziel dieser Routine ist es, kostenoptimale Steuersignale für das EV und den Heimspeicher für die kommenden 24 Stunden zu generieren. Diese Planung reduziert die Stromkosten, indem der Eigenverbrauch optimiert wird und günstige Netzbezugszeiten genutzt werden. Da Speicher zur Teilnahme am Energy Sharing ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen laden dürfen (siehe Kapitel 2.2), ist ein Laden der Speicher durch Netzstrom in der Simulation ausgeschlossen. Bei der Optimierung kann also lediglich der Entladezeitpunkt in die teuersten Stunden verschoben werden. Elektrofahrzeuge hingegen dürfen zusätzlich aus dem Netz laden. Hier wird also der Ladezeitpunkt optimiert.

Basis der Planung ist die Prognose der Nettoleistung ($\hat{P}_{\text{net},i}(t)$) für jeden Haushalt (i) und jeden Zeitschritt (t) der nächsten 24 Stunden gemäß Formel 6:

$$\hat{P}_{\text{net},i}(t) = P_{\text{PV},i}(t) - P_{\text{Last},i}(t) - \hat{P}_{\text{WP},i}(t) \quad 6$$

Dabei sind $P_{\text{PV},i}(t)$ und $P_{\text{Last},i}(t)$ die bekannten Profile für PV-Erzeugung und Basislast aus der Vorberechnung. Die Leistung der Wärmepumpe ($\hat{P}_{\text{WP},i}(t)$) wird über eine 24-stündige Prognosesimulation prognostiziert. Dabei wird zu Beginn jedes simulierten Tages das identische thermische Gebäudemodell wie es im Abschnitt „Referenz-Simulation und Gebäudemodell

“ beschrieben wird, mit den aktuellen Systemzuständen als Anfangsbedingungen initialisiert und für sämtliche Zeitschritte des kommenden Tages durchlaufen. Anschließend wird der Ladefahrplan der EVs bestimmt. Dieser zielt darauf ab, die notwendige Energie für geplante Fahrten primär aus dem lokalen PV-Überschuss und nur bei Bedarf aus kostengünstigen Netzbezugszeiten bereitzustellen. Der Zielladezustand ($\text{SoC}_{\text{Target},i}(t)$) basiert auf dem prognostizierten Energiebedarf der jeweils nächsten Fahrt ($E_{\text{Trip},i}(t)$), beinhaltet einen statischen Sicherheitspuffer (SoC_{Buf}) und ist nach unten durch einen absoluten minimalen Restladezustand (SoC_{lim}) begrenzt (siehe Formel 7). $C_{\text{EV},i}$ ist dabei die Kapazität des EVs in kWh.

$$SoC_{Target,i} = \max\left(SoC_{lim}, \frac{E_{Trip,i}(t)}{C_{EV,i}} + SoC_{Buf} \right) \quad 7$$

Das resultierende Energiedefizit ($E_{EV,Defizit,i}$), welches potenziell nachgeladen werden muss, ergibt sich aus der Differenz zum aktuellen Ladezustand zu Tagesbeginn ($SoC_{EV,start,i}$) (Formel 8).

$$E_{EV,Defizit,i} = \max(0, (SoC_{Target,i} - SoC_{EV,start,i}) \cdot C_{EV,i}) \quad 8$$

Im Anschluss ermittelt der Algorithmus, wie viel dieses Energiedefizits potenziell durch den eigenen PV-Überschuss vor der nächsten Abfahrt gedeckt werden kann. Für jeden Zeitschritt, an dem das Fahrzeug zuhause ist, wird das lokal nutzbare Solarpotenzial ($P_{EV,PV,i}(t)$) bestimmt. Dieses Potenzial ist das Minimum aus dem Überschuss und der Ladeleistung des Fahrzeugs ($P_{EV,max}$) (Formel 9).

$$P_{EV,PV,i}(t) = \min(\max(0, \hat{P}_{net,i}(t)), P_{EV,max}) \quad 9$$

Dieses Potenzial wird Zeitschritt für Zeitschritt als Ladeleistung ($P_{EV,PVgenutzt,i}(t)$) gebucht, bis das EV vollgeladen ist oder der solare Überschuss aufgebraucht ist. Durch diese Verbuchung wird der ursprünglich verfügbare Haushalts-Überschuss ($\hat{P}_{net,i}(t)$) um exakt diesen vom EV beanspruchten Anteil reduziert. Erst diese geminderte Restleistung, ($\hat{P}_{net,rem,i}(t)$), steht in der Folge für die Ladung des Heimspeichers zur Verfügung (Formel 10).

$$\hat{P}_{net,rem,i}(t) = \hat{P}_{net,i}(t) - P_{EV,PVgenutzt,i}(t) \quad 10$$

Ist die summierte solare Deckung nicht genügend, um das EV ausreichend voll zu laden, muss der verbleibende Restbedarf ($E_{EV,Defizit,Rest,i}$) aus dem Netz bezogen werden (Formel 11)

$$E_{EV,Defizit,Rest,i} = E_{EV,Defizit,i} - \sum (P_{EV,PVgenutzt,i}(t) \cdot \Delta t) \quad 11$$

Um den verbleibenden Netzbezug ($E_{EV,Defizit,Rest,i}$) kostenoptimal zu verteilen, wandelt der Algorithmus diese Restenergie zunächst in eine diskrete Anzahl benötigter Ladezeitschritte ($N_{Steps,i}$) um. Hierfür wird die Energiemenge durch die maximale Ladeleistung ($P_{EV,max}$) dividiert. Aus allen Ladezeitfenstern, in denen das Fahrzeug zuhause ist, werden anschließend die zugehörigen Spotmarktpreise ($c_{spot}(t)$) extrahiert. Diese verfügbaren Zeitfenster werden aufsteigend nach ihrem Preis sortiert. Aus dieser geordneten Liste wählt der Algorithmus dann exakt die definierten ($N_{Steps,i}$) billigsten Stunden aus und setzt dort ein binäres Steuersignal ($\delta_{EV,ch,i}(t) = 1$). Dieses wird in der Hauptsimulation dann als Entscheidungsgrundlage zum kostenoptimierten Laden der EVs aus dem Netz genutzt.

Im nachfolgenden Schritt wird die Entladestrategie für den Heimspeicher optimiert. Dabei werden Entladevorgänge in die teuersten Defizit-Stunden verschoben. Diese Berechnung besteht aus zwei aufeinanderfolgenden Phasen. Zunächst wird durch eine Vorwärtssimulation ein hypothetischer Batterieeinsatz berechnet, bei dem sich die Batterie wie ein klassischer Eigenverbrauchsoptimierer verhält. Zeitschritte mit verbleibendem Überschuss laden die Batterie stets auf, limitiert durch die zulässige Wechselrichterleistung. Zeitschritte mit verbleibendem Defizit entladen sie sofort. Dieser Vorgang etabliert das Fundament in Form eines vorläufigen SoC-Verlaufs ($SoC_{plan}(t)$) sowie eines initialen Entladeplans ($P_{dis,plan}(t)$). Auf dieser Basis verlegt das anschließende

Verfahren die Entladevorgänge aus billigen Zeiten in teure Zeiten, anstatt Energie frühzeitig in unwirtschaftlichen Momenten zu verbrauchen. Hierfür werden zunächst alle betroffenen Defizit-Stunden ($\hat{P}_{\text{net},i}(t) < 0$) identifiziert. Diese Defizit-Zeitschritte werden anschließend nach ihrem jeweils geltenden Spotmarktpreis absteigend sortiert. Beginnend bei dem absolut teuersten Defizit-Zeitschritt, welcher als erstes Ziel der Verschiebung dient (t_{target}), wird iterativ geprüft, wie groß die dort noch ungedeckte Entlade-Lücke ist (Formel 12)

$$P_{\text{gap}} = P_{\text{dis,max}}(t_{\text{target}}) - P_{\text{dis,plan}}(t_{\text{target}}) \quad 12$$

Dabei entspricht $P_{\text{dis,max}}$ der lokal maximal möglichen Leistung, die der Batterie in diesem Moment physisch entnommen werden könnte, limitiert durch das Haushaltsdefizit und die Leistungsgrenze des Inverters. Eine ungedeckte Entlade-Lücke ($P_{\text{gap}} > 0$) entsteht dann, wenn die Batterie laut dem anfänglichen Basis-Szenario zu diesem teuren Zeitschritt bereits zu stark entleert ist und ihr Entladepotenzial folglich nicht ausschöpfen kann. Ist im aktuellen Ziel-Zeitschritt eine solche Lücke vorhanden, versucht der Algorithmus diese zu füllen, um den teuren Netzbezug zum Zeitpunkt t_{target} abzuwenden. Um Energie für dieses Ziel aufsparen zu können, sucht der Algorithmus anschließend nach verfügbarem Entladepotenzial in der Vergangenheit. Hierfür werden alle Zeitschritte identifiziert, die zeitlich vor dem Ziel liegen ($t < t_{\text{target}}$) und in denen der initiale Entladeplan bereits eine reguläre Entladung ($P_{\text{dis,plan}} > 0$) eingeplant hatte. In einem zweiten Schritt werden diese potenziellen "Quell-Zeitschritte" nach aufsteigendem Spotpreis sortiert. Der Algorithmus wählt nun den günstigsten Zeitschritt aus dieser sortierten Liste als primäre Quelle (t_{source}) aus und versucht, die geplante Entladung von dort in das teure Ziel (t_{target}) zu verschieben. Die maximal mögliche Verschiebung einer Energiemenge (E_{shift}) aus diesem billigen Quell-Zeitschritt in den teuren Ziel-Zeitschritt wird dabei durch das in Formel 13 dargestellte Minimum bestimmt (Formel 13).

$$E_{\text{shift}} = \min(P_{\text{dis,plan}}(t_{\text{source}}) \cdot \Delta t, \quad P_{\text{gap}} \cdot \Delta t, \quad E_{\text{shift,max}}) \quad 13$$

Dieses Minimum sichert die physikalische Realisierbarkeit auf drei Ebenen ab. Erstens kann an der Quelle nicht mehr abgezogen werden, als initial zur Entladung geplant war ($P_{\text{dis,plan}}$). Zweitens kann nicht mehr verschoben werden, als der Ziel-Zeitschritt nach oben hin maximal an Deckungslücke aufweist (P_{gap}). Drittens limitiert die Speicherkapazitäts-Restriktion ($E_{\text{shift,max}}$) die Verschiebung. Da bei einer erfolgreichen Verschiebung die Batterie am Quellzeitpunkt nicht zeitig entladen wird, ist der Ladezustand der Batterie im gesamten zeitlichen Intervall zwischen Quelle und Ziel um exakt diesen Betrag erhöht. Da die Batterie durch diese Verschiebung zu keinem Zeitpunkt physikalisch überlaufen darf ($\text{SoC} > 1$), ist die verschiebbare Energie auf die freie Restkapazität bis zur 100 %-Grenze im vollsten Moment dieses Zwischenintervalls limitiert (Formel 14). $C_{\text{bat},i}$ ist dabei die Batteriekapazität des Haushalts i .

$$E_{\text{shift,max}} = \max(0, \quad (1 - \max(\text{SoC}_{\text{shifted}}[t_{\text{source}} \dots t_{\text{target}}])) \cdot C_{\text{bat},i}) \quad 14$$

Der Ladezustandsplan ($\text{SoC}_{\text{shifted}}(t)$) wird dabei zu Beginn der Verschiebungslogik mit dem Ergebnis der Vorwärtssimulation ($\text{SoC}_{\text{plan}}(t)$) initialisiert. Wird eine Energiemenge erfolgreich verschoben, aktualisiert der Algorithmus die Pläne ($\text{SoC}_{\text{plan}}(t)$ und $P_{\text{dis,plan}}(t)$) für Quelle und Ziel sowie den Zustand im Zwischenintervall, um dies bei der nächsten Entladeverschiebung zu berücksichtigen (Formel 15, 16, 17).

$$P_{\text{dis,plan}}(t_{\text{source}}) = P_{\text{dis,plan}}(t_{\text{source}}) - \frac{E_{\text{shift}}}{\Delta t} \quad 15$$

$$P_{\text{dis,plan}}(t_{\text{target}}) = P_{\text{dis,plan}}(t_{\text{target}}) + \frac{E_{\text{shift}}}{\Delta t} \quad 16$$

$$SoC_{\text{shifted}}[t_{\text{source}} \dots t_{\text{target}}] = SoC_{\text{shifted}}[t_{\text{source}} \dots t_{\text{target}}] + \frac{E_{\text{shift}}}{C_{\text{bat},i}} \quad 17$$

Reicht die Energie aus der ersten gewählten Quelle (t_{source}) nicht aus, um die Lücke im Ziel vollständig zu schließen, oder wird die Verschiebung durch die beschriebenen Batteriekapazitätsgrenzen gestoppt, rückt der Algorithmus in der absteigend sortierten Preisliste iterativ zum zweit-günstigsten Zeitschritt vor und wiederholt die Minimum-Prüfung. Dieser Vorgang wiederholt sich, bis die Ziellücke vollständig gefüllt ist oder der ökonomische Preisvorteil in der Liste entfällt ($c_{\text{spot}}(t_{\text{source}}) \geq c_{\text{spot}}(t_{\text{target}})$). Sobald das Verschiebepotenzial eines Ziel-Zeitschritts ausgeschöpft ist, rückt der Algorithmus in der absteigend sortierten Preisliste zum zweit-teuersten Defizit-Zeitschritt vor und wiederholt den Versuch einer Verschiebung. Dieser iterative Prozess setzt sich fort, bis alle verschiebbaren Potenziale über sämtliche Defizit-Zeitschritte des Tages hinweg ausgeschöpft wurden. Das resultierende, über den gesamten Tag ökonomisch optimierte Entladeprofil wird abschließend in ein binäres Freigabesignal transformiert, welches dann in der Hauptsimulation genutzt wird (Formel 18).

$$\delta_{\text{bat,dis},i}(t) = \begin{cases} 1, & P_{\text{dis,plan}}(t) > 0 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad 18$$

5.4.2 Referenz-Simulation und Gebäudemodell

Im Referenz-Szenario agiert jeder Haushalt als eigenständiges System. Das bedeutet, dass selbsterzeugte PV-Energie, die nicht zeitgleich verbraucht oder im eigenen Speicher gepuffert werden kann, zwangsläufig in das öffentliche Netz eingespeist wird. Umgekehrt müssen Lastspitzen, die die lokale Erzeugung übersteigen, vollständig durch Netzbezug gedeckt werden. Die hierbei berechneten Zustandsgrößen wie Temperaturen, Ladezustände oder Netzflüsse werden gespeichert und dienen als Referenz, um später die Einsparungen durch das Sharing bewerten zu können. Im Folgenden werden die Berechnungen innerhalb eines Zeitschritts der Simulation erläutert.

Jeder Zeitschritt (t) basiert auf dem Systemzustand von $t - 1$, und zu Beginn der Simulation auf definierten Initialwerten. Ziel ist die Ermittlung der Leistungsbilanz jedes Haushaltes (i). Hierfür wird zunächst der Saldo aus Erzeugung ($P_{\text{PV},i}$) und den Lasten für Haushalt ($P_{\text{Last},i}(t)$), Wärmeerzeugung ($P_{\text{W},i}(t)$) und Elektrofahrzeug ($P_{\text{EV},i}(t)$) gemäß Formel 19 berechnet.

$$P_{\text{net},i}(t) = P_{\text{PV},i}(t) - (P_{\text{Last},i}(t) + P_{\text{W},i}(t) + P_{\text{EV},i}(t)) \quad 19$$

$P_{\text{PV},i}(t)$ ergibt sich dabei aus der bereits beschriebenen Vorberechnung und $P_{\text{Last},i}(t)$ basiert auf einem statischen Lastprofil. $P_{\text{W},i}(t)$ basiert auf der Arbeit von Tjaden et al. 2016 und berechnet sich auf Basis eines Gebäudemodells mit zwei Wärmespeichern und einem Wärmepumpenmodell [82]. Im Folgenden werden diese thermischen Berechnungen beschrieben. Zu Beginn jedes Berechnungsschrittes werden die Temperaturen der Wärmespeicher und des Gebäudes aus dem vorangegangenen Zeitschritt geprüft. Basierend auf dieser Prüfung folgen die Wärmepumpe und die Heizungsregelung anschließend einer Hysterese-Regelung. Die Aktivierung des Trinkwarmwasserbetriebs ($\delta_{\text{TWw},i}(t)$) erfolgt, wenn die Temperatur im Trinkwarmwasserspeicher ($T_{\text{sp,TWw},i}(t - 1)$) den Sollwert ($T_{\text{soll,TWw},i}$) abzüglich der Hysterese ($T_{\text{hyst,TWw}}$) unterschreitet oder die Nachlaufzeit zu halten ist (Formel 20).

$$\delta_{\text{TWW},i}(t) = \begin{cases} 1, & T_{\text{sp,TWW},i}(t-1) < T_{\text{soll,TWW},i} - T_{\text{hyst,TWW}} \vee \text{Nachlaufzeit aktiv} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad 20$$

Sollte die Temperatur des Trinkwarmwasserspeichers unter einen zweiten tieferliegenden Grenzwert ($T_{\text{Limit,HS}}$) fallen, wird zur Unterstützung der Wärmepumpe zusätzlich ein Heizstab ($\delta_{\text{HS},i}(t)$) aktiviert (Formel 21).

$$\delta_{\text{HS},i}(t) = \begin{cases} 1, & T_{\text{sp,TWW},i}(t-1) < T_{\text{Limit,HS},i} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad 21$$

Nachrangig wird der Heizbetrieb ($\delta_{\text{h},i}(t)$) geprüft, welcher nur aktiviert wird, wenn kein Wärmebedarf des Trinkwarmwasserspeichers besteht. Sollte dies der Fall sein, wird der Heizbetrieb analog zum Warmwasserbetrieb aktiviert, wenn die Temperatur des Heizungspufferspeichers ($T_{\text{sp,h},i}(t-1)$) unter den Sollwert ($T_{\text{soll,h},i}$) abzüglich einer Hysterese ($T_{\text{hyst,h}}$) fällt (Formel 22).

$$\delta_{\text{h},i}(t) = \begin{cases} 1, & T_{\text{sp,h},i}(t-1) < ((T_{\text{soll,h},i} - T_{\text{hyst,h}}) \wedge (\delta_{\text{TWW},i}(t) = 0)) \vee \text{Nachlaufzeit aktiv} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad 22$$

Anschließend wird die Raumtemperatur gemäß Formel 23 geprüft, um die Heizungsregelung ($\delta_{\text{Raum},i}(t)$) zu steuern. Sollte die Raumtemperatur ($T_{\text{Raum},i}(t-1)$) unter die Solltemperatur ($T_{\text{Raum,soll},i}$) abzüglich einer Hysterese ($T_{\text{hyst,Raum}}$) fallen, wird dem Heizungspufferspeicher Wärme entnommen, um den Raum nachzuheizen.

$$\delta_{\text{Raum},i}(t) = \begin{cases} 1, & T_{\text{Raum},i}(t-1) < (T_{\text{Raum,soll},i} - T_{\text{hyst,Raum}}) \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad 23$$

Sobald der Betriebszustand feststeht, und die Nachheizung eines Speichers erforderlich ist, erfolgt die Bestimmung der zum Nachheizen erforderlichen Leistungen. Die elektrische Leistung der Wärmepumpe ($P_{\text{WP,el},i}(t)$) wird gemäß Formel 24 berechnet. Dabei wird die Außentemperatur ($T_{\text{ext}}(t)$), eine angenommene konstante Temperaturspreizung von 5 K zwischen Speicher- und Vorlauftemperatur, die Kennlinienparametern ($k_{\text{el},1}$, $k_{\text{el},2}$, $k_{\text{el},3}$) und ein Dimensionierungsfaktor (DF) verwendet. $T_{\text{sp},i}(t-1)$ ist dabei die Temperatur des Trinkwarmwasser- oder des Heizungsspeicher, je nachdem welcher zum aktuellen Zeitpunkt nachgeheizt wird.

$$P_{\text{WP,el},i}(t) = DF \cdot [k_{\text{el},1} \cdot T_{\text{ext}}(t) + k_{\text{el},2} \cdot (T_{\text{sp},i}(t-1) + 5 \text{ K}) + k_{\text{el},3}] \quad 24$$

Parallel dazu wird der Heizstab als zusätzliche Last ($P_{\text{HS},i}(t)$) berücksichtigt, falls $\delta_{\text{HS},i}(t) = 1$ ist. Die gesamte elektrische Leistung zur Wärmeerzeugung ergibt sich dann aus der Summe der Wärmepumpenleistung und der Heizstabileistung (Formel 25).

$$P_{\text{W},i}(t) = P_{\text{WP},i}(t) + P_{\text{HS},i}(t) \quad 25$$

Diese Leistung fließt dann in den Energiesaldo des Haushalts (Formel 26) ein. Analog zur Berechnung der elektrischen Leistung wird die bereitgestellte thermische Leistung, $P_{\text{WP,th},i}(t)$, über ein separates Kennlinienfeld mit eigenen Koeffizienten bestimmt.

$$P_{\text{th,WP},i}(t) = DF \cdot [k_{\text{th},1} \cdot T_{\text{ext}}(t) + k_{\text{th},2} \cdot (T_{\text{sp},i}(t-1) + 5 \text{ K}) + k_{\text{th},3}] \quad 26$$

Basierend auf der berechneten thermischen Leistung der Wärmepumpe und des Heizstabes, werden im Anschluss die Temperaturen der thermischen Speicher für den aktuellen Zeitschritt aktualisiert. Dabei wird unter Berücksichtigung der Wärmekapazitäten

der Speicher ($c_{sp,TWW,i}$, $c_{sp,h,i}$) die zugeführte Leistung durch die Wärmepumpe und den Heizstab mit der entnommenen Leistung durch Warmwasserentnahme oder Raumheizbetrieb ($P_{TWW,i}(t)$, $P_{h,i}(t)$) und die thermischen Oberflächenverluste ($UA_{TWW} \cdot (T_{sp,TWW,i}(t-1) - T_{Raum,i}(t))$, $UA_h \cdot (T_{sp,h,i}(t-1) - T_{Raum,i}(t))$) der Speicher bilanziert (Formel 27, 28).

$$T_{sp,TWW,i}(t) = T_{sp,TWW,i}(t-1) + \frac{\Delta t}{c_{sp,TWW,i}} \quad 27$$

$$\cdot \left(P_{WP,th,i}(t) + P_{HS,i}(t) - P_{TWW,i}(t) - UA_{TWW} \cdot (T_{sp,TWW,i}(t-1) - T_{Raum,i}(t)) \right)$$

$$T_{sp,h,i}(t) = T_{sp,h,i}(t-1) + \frac{\Delta t}{c_{sp,h,i}} \cdot \left(P_{WP,th,i}(t) - P_{h,i}(t) - UA_h \cdot (T_{sp,h,i}(t-1) - T_{Raum,i}(t)) \right) \quad 28$$

Die Leistung für die Raumheizung ($P_{h,i}(t)$) hängt dabei vom aktuellen Temperaturniveau des Pufferspeichers ($T_{sp,h,i}(t)$), einem variablen Massenstrom ($\dot{m}_h$), der Wärmekapazität von Wasser (c_w), sowie einer definierten Rücklauftemperatur (T_{RL}) ab (Formel 29).

$$P_{h,i}(t) = \dot{m}_h \cdot c_w \cdot (T_{sp,h,i}(t) - T_{RL}) \quad 29$$

Sobald $P_{h,i}(t)$ bekannt ist, kann die Raumtemperatur der Gebäude aktualisiert werden. Diese wird über einen 2-Kapazitäten-Ansatz berechnet, welcher die thermische Trägheit der Gebäudemasse ($C_{Wand,i}$) und der Raumluft ($C_{Raum,i}$) separat abbildet. Im Modell wird ähnlich den Wärmespeichern eine Bilanz aus Energieeinträgen und Energieverlusten gebildet. Die Energieeinträge setzen sich aus den solaren Gewinnen ($P_{sol,i}(t)$), den internen Gewinnen ($P_{int,i}(t)$) und der Heizleistung ($P_{h,i}(t)$) zusammen. Dabei wird angenommen, dass sich diese Komponenten zu gleichen Anteilen auf die Gebäudemasse und die Raumluft verteilen. Der Wärmeübergang von der Raumluft auf die Gebäudemasse und von der Gebäudemasse auf die Außenluft wird dabei durch definierte Wärmeübergangswiderstände ($R_{1,i}$, $R_{2,i}$) bestimmt. Die aktualisierten Temperaturen ergeben sich somit gemäß Formel 30 und 31 und dienen im darauffolgenden Zeitschritt wieder als Eingangsgröße für die Regelung des Heizsystems.

$$T_{Wand,i}(t) = T_{Wand,i}(t-1) + \frac{\Delta t}{C_{Wand,i}} \quad 30$$

$$\cdot \left(\frac{P_{sol,i}(t) + P_{int,i}(t) + P_{h,i}(t)}{2} + \frac{T_{Raum,i}(t-1) - T_{Wand,i}(t-1)}{R_{1,i}} - \frac{T_{Wand,i}(t-1) - T_{ext}(t-1)}{R_{2,i}} \right)$$

$$T_{Raum,i}(t) = T_{Raum,i}(t-1) + \frac{\Delta t}{C_{Raum,i}} \quad 31$$

$$\cdot \left(\frac{P_{sol,i}(t) + P_{int,i}(t) + P_{h,i}(t)}{2} - \frac{T_{Raum,i}(t-1) - T_{Wand,i}(t-1)}{R_{1,i}} \right)$$

Abbildung 23 zeigt den Temperaturverlauf der beiden Wärmespeicher, der Raumluft und die Leistung der Wärmepumpe an einem Wintertag. Der Zusammenhang zwischen den Speichertemperaturen und der Wärmepumpenleistung wird anhand der steigenden Speichertemperaturen bei aktiver Wärmepumpe ersichtlich. Der Zusammenhang zwischen Raumtemperatur und Heizspeichertemperatur lässt sich an der steigenden Raumtemperatur bei gleichzeitig sinkender Speichertemperatur erkennen.

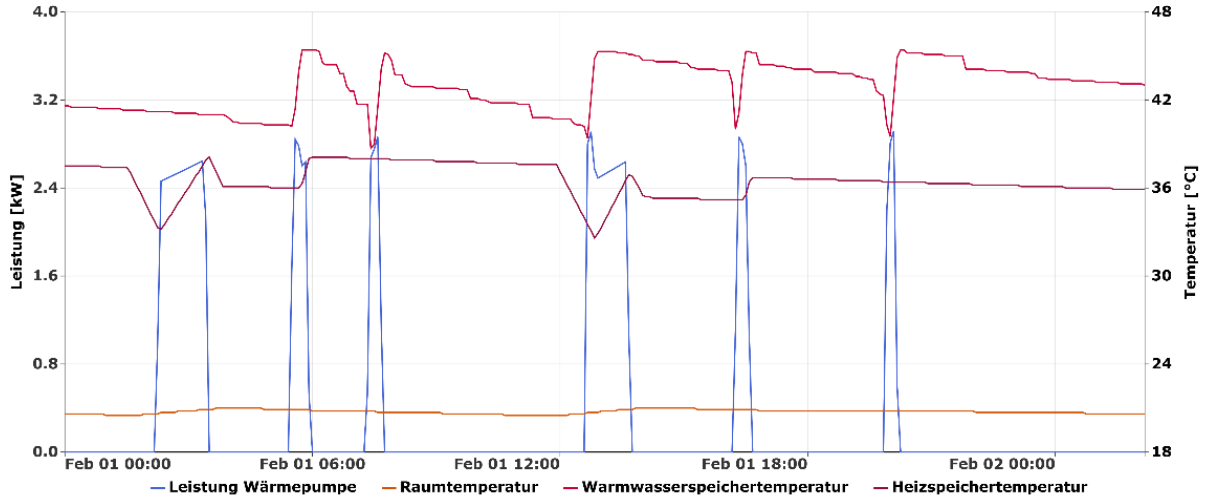


Abbildung 23: Simuliertes thermisches System an einem Wintertag

Im Gegensatz zum Verbrauch der Wärmeerzeugung, basiert die Last zum Laden der EVs $P_{EV,i}(t)$ auf synthetischen Fahrprofilen aus der Vorberechnung. Wenn das EV zum Zeitpunkt t „Zuhause“ ist, folgt die Ladeleistung der in Formel 32 gegebenen Entscheidungshierarchie.

$$P_{EV,i}(t) = \begin{cases} P_{EV,max}, & SoC_{EV,i}(t) < SoC_{Trip} + SoC_{Buf} \wedge EV_{i,zuhause} \wedge t_{rem} \leq t_{chg} \\ P_{EV,max}, & SoC_{EV,i}(t) < SoC_{lim} \wedge EV_{i,zuhause} \\ P_{EV,PV,i}, & P_{EV,PV,i} > 0 \wedge EV_{i,zuhause} \\ P_{EV,max}, & \delta_{EV,Laden,i}(t) = 1 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad 32$$

Höchste Priorität hat die Mobilitätssicherung und Sicherung einer dauerhaften minimalen Restladung. Unterschreitet der Ladestand ($SoC_{EV,i}(t)$) das notwendige Minimum für die nächste Fahrt (SoC_{Trip}) oder ein dauerhaft gültiges Minimum (SoC_{lim}), erfolgt eine sofortige Ladung mit maximaler Leistung ($P_{EV,max}$), bis der notwendige Ladezustand erreicht ist. Die Ladung zur Mobilitätssicherung erfolgt jedoch erst, wenn die verbleibende Zeit (t_{rem}) bis zur Abfahrt der zur Erreichung des Ziels benötigten Ladezeit (t_{chg}) entspricht. Dies maximiert den Zeitraum, in dem das Fahrzeug auf günstigere Bedingungen wie zum Beispiel PV-Überschuss warten kann. Als Nächstes erfolgt die Nutzung lokaler PV-Überschüsse, sofern nach Haushalts- und Wärmepumpenbedarf noch Überschuss ($P_{EV,PV,i}$, siehe Formel 9) vorhanden ist. Hierbei entspricht die Ladeleistung dem verfügbaren Überschuss. Als Letztes greift die Preisoptimierung. Ist das binäre Ladesignal aus der Ladeplanung $\delta_{EV,Laden,i}(t) = 1$ lädt das EV ebenfalls mit voller Leistung. Das Ergebnis ist ein Ladeverhalten, das sowohl auf PV-Überschuss als auch auf optimale Strompreise aus dem Netz reagiert und dennoch zu jeder Zeit genügend Ladung für die nächste Fahrt aufweist. Abbildung 24 zeigt das so erzeugte Ladeverhalten des EVs eines Haushalts. Am 10. Februar lädt es opportunistisch mit PV-Überschuss, während es am 12. Februar zu den günstigsten Stunden aus dem Netz lädt, um sich für die lange Fahrt am Tag vorzubereiten. Nach Ankunft lädt es, trotz teurem Strompreis wieder auf den Mindest-SoC von 20 % auf. Der Plot bestätigt somit das gewollte Verhalten der EVs.

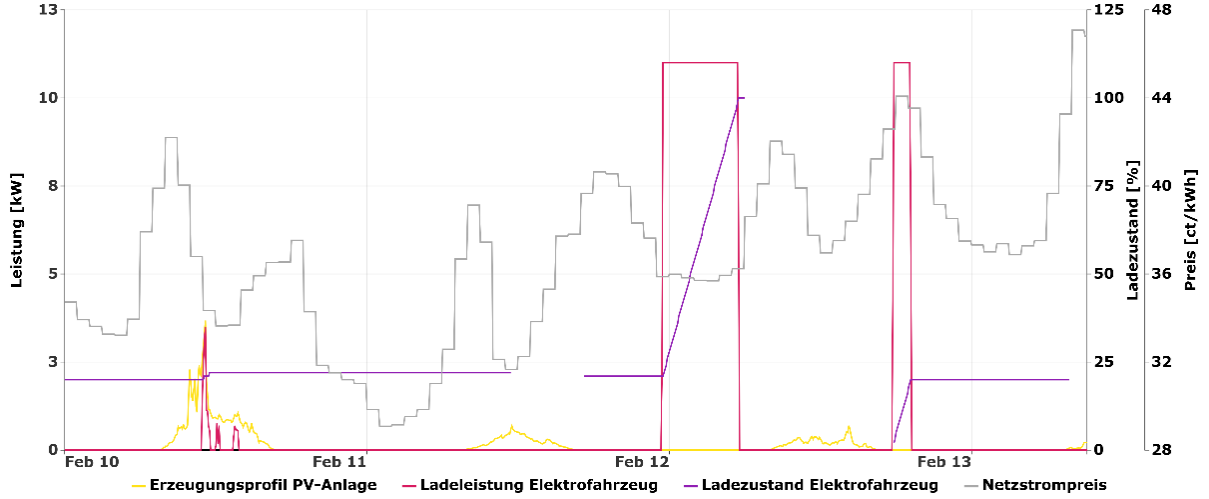


Abbildung 24: Ladeverhalten eines simulierten EV

Nach der Berechnung der Erzeugung und der Verbräuche eines Haushaltes, bildet der Saldo aus Formel 19 die Grundlage für die anschließende Batterie-Regelung. Bei aktivierter preisbasierter Entladeoptimierung basiert die Entscheidung, ob der Heimspeicher in einem Zeitschritt entladen werden darf, auf dem in der täglichen Day-Ahead-Planung generierten, binären Entladesignal $\delta_{\text{bat,dis},i}(t)$ (vgl. Formel 18). Die Ladung des Speichers erfolgt (im Basisszenario ohne Energy Sharing) ausschließlich aus lokalem PV-Überschuss und ist immer erlaubt. Die technisch möglichen Lade- und wenn erlaubt Entladeleistungen ($P_{\text{ch,max},i}(t)$, $P_{\text{dis,max},i}(t)$) werden durch die Wechselrichterleistung ($P_{\text{WR,max}}$), die freien Speicherkapazitäten ($C_{\text{bat,ges},i} - C_{\text{bat},i}(t)$) und den Systemwirkungsgrad (η) begrenzt, und berechnen sich gemäß Formel 33 und 34.

$$P_{\text{ch,max}}(t) = \min \left(P_{\text{WR,max}}, \frac{C_{\text{bat,ges},i} - C_{\text{bat},i}(t-1)}{\Delta t \cdot \eta} \right) \quad 33$$

$$P_{\text{dis,max}}(t) = \min \left(P_{\text{WR,max}}, \frac{C_{\text{bat},i}(t-1) \cdot \eta}{\Delta t} \right) \quad 34$$

Die tatsächliche Lade- beziehungsweise Entladeleistung ergibt sich anschließend gemäß Formel 35 aus dem Minimum von Anforderung und technischer Grenze.

$$\begin{pmatrix} P_{\text{ch,act},i}(t) \\ P_{\text{dis,act},i}(t) \end{pmatrix} = \begin{cases} \begin{pmatrix} \min(P_{\text{net},i}(t), P_{\text{ch,max}}) \\ 0 \end{pmatrix}, & P_{\text{net},i}(t) \geq 0 \\ \begin{pmatrix} 0 \\ \min(|P_{\text{net},i}(t)|, P_{\text{dis,max}}) \end{pmatrix}, & P_{\text{net},i}(t) < 0 \wedge \delta_{\text{bat,dis},i} = 1 \\ \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix}, & \text{sonst} \end{cases} \quad 35$$

Nach der Bestimmung der tatsächlichen Lade- und Entladeleistungen wird der Energieinhalt des Batteriespeichers ($C_{\text{bat},i}(t)$) für den nächsten Zeitschritt aktualisiert. Hierbei wird die Änderung des Energieinhalts basierend auf den Lade- beziehungsweise Entladeleistungswerten berechnet, wobei die Umwandlungsverluste (η) berücksichtigt werden.

$$C_{\text{bat},i}(t) = C_{\text{bat},i}(t-1) + \left(P_{\text{ch,act},i}(t) \cdot \eta - \frac{P_{\text{dis,act},i}(t)}{\eta} \right) \cdot \Delta t \quad 36$$

Während beim Laden die dem Speicher zugeführte Energie um die Effizienzverluste vermindert wird, muss beim Entladen mehr Energie aus dem Speicher entnommen werden, um die geforderte Wechselstromleistung bereitzustellen. Abbildung 25 zeigt das oben beschriebene Lade- und Entladeverhalten der Heimspeicher in Aktion. Die Batterie wird mit PV-Überschuss geladen und die Entladung wird aufgrund der Entladeoptimierung in die teuersten Stunden des jeweiligen Tages verschoben.

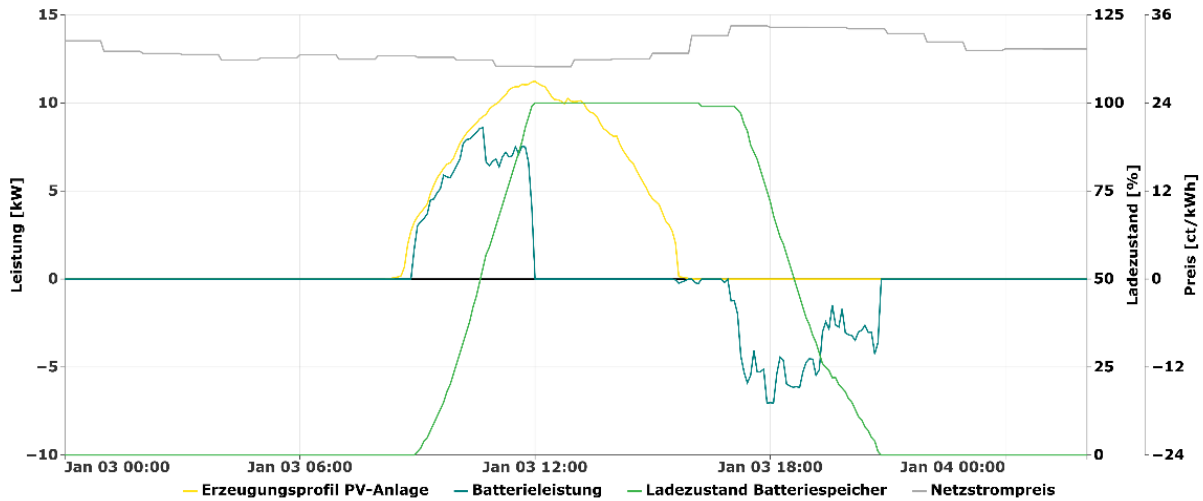


Abbildung 25: Ladeverhalten der simulierten Batteriespeicher

Der resultierende Überschuss $P_{\text{Überschuss,basis,i}}(t)$ beziehungsweise das Defizit $P_{\text{Defizit,basis,i}}(t)$, welches nach der lokalen Optimierung aus dem Netz bezogen oder eingespeist wird, berechnet sich dann gemäß Formel 37 und 38.

$$P_{\text{Überschuss,basis,i}}(t) = \max(0, P_{\text{net,i}}(t) - P_{\text{ch,act,i}}(t)) \quad 37$$

$$P_{\text{Defizit,basis,i}}(t) = \max(0, |P_{\text{net,i}}(t)| - P_{\text{dis,act,i}}(t)) \quad 38$$

Um anschließend eine Abregelung der PV-Anlagen bei hoher Einspeisung zu simulieren, wird der Überschuss ($P_{\text{Überschuss,basis,i}}(t)$) unter Berücksichtigung eines Einspeiselimits (fil) mit der Anlagenleistung ($P_{\text{PVnenn,i}}$) des jeweiligen Haushalts verglichen (Formel 39).

$$P_{\text{Einspeisung,basis,i}}(t) = \min(P_{\text{Überschuss,basis,i}}(t), fil \cdot P_{\text{PVnenn,i}}) \quad 39$$

Die Berechnung von $P_{\text{Defizit,basis,i}}(t)$ und $P_{\text{Einspeisung,basis,i}}(t)$ bildet dann das Ende eines Zeitschrittes in der Referenzsimulation. Alle genannten Zustandsgrößen werden zur späteren Auswertung abgespeichert.

Planungsphase des Sharing-Szenarios

Um Energy Sharing zu simulieren, werden zwei Durchläufe, die Planungsphase und die Ausführungsphase, der oben beschriebenen Gebäudesimulation ausgeführt. Der erste Durchlauf dient dazu, die Leistungsbilanzen aller Haushalte ohne Energy Sharing zu bestimmen. Im zweiten Durchlauf werden die so ermittelten Größen für Überschuss und Defizit der Haushalte auf andere Haushalte verbucht. Die Simulation der Planungsphase findet analog zur Simulation des Referenzszenarios statt. Ziel dabei ist allerdings nicht die Ermittlung der endgültigen Zustandsgrößen, vielmehr soll hier der mögliche Überschuss

($P_{\text{Überschuss,shareplan},i}(t)$) beziehungsweise das mögliche Defizit ($P_{\text{Defizit,shareplan},i}(t)$) jedes Haushalts bestimmt werden. Dafür werden in jedem Zeitschritt nicht die Eingangsdaten aus dem vorherigen Zeitschritt der Planungsphase geladen, sondern es werden die Daten des vorherigen Zeitschrittes aus der Ausführungsphase geladen. Dies ist notwendig, da Systemzustände wie Temperaturen und Ladezustände in der Ausführungsphase von denen in der Planungsphase abweichen können. Um die Simulation gemeinsam genutzter Speicher zu ermöglichen, werden in der Planungsphase zusätzlich die ungenutzten Speicherpotenziale als Flexibilität ($P_{\text{flex,neg},i}(t)$, $P_{\text{flex,pos},i}(t)$) gemäß Formel 40 und 41 für die Community ermittelt.

$$P_{\text{flex,neg},i}(t) = \max(0, P_{\text{ch,max},i}(t) - P_{\text{ch,act},i}(t)) \quad 40$$

$$P_{\text{flex,pos},i}(t) = \max(0, P_{\text{dis,max},i}(t) - P_{\text{dis,act},i}(t)) \quad 41$$

Die Größen $P_{\text{Überschuss,shareplan},i}(t)$, $P_{\text{Defizit,shareplan},i}(t)$, $P_{\text{flex,neg},i}(t)$ und $P_{\text{flex,pos},i}(t)$ bilden dann die Eingangsdaten für den anschließenden Sharing-Algorithmus.

5.4.3 Sharing-Algorithmus und Preisbildung

Der Sharing-Algorithmus bestimmt, wie die ermittelten Überschüsse und Flexibilitäten zwischen den Teilnehmer:innen verteilt werden und zu welchem Preis diese Transaktionen abgerechnet werden. Zunächst werden die gemeldeten Überschüsse ($P_{\text{Überschuss,shareplan},i}(t)$) jedes Haushalts in zwei Kategorien ($P_{\text{abgeregelt,shareplan},i}(t)$ und $P_{\text{standard,shareplan},i}(t)$) unterteilt. Diese Unterscheidung findet statt, da Strom, der aufgrund einer Einspeisegrenze (fil) nicht in das Netz eingespeist werden darf, einen anderen ökonomischen Wert besitzt als vollvergüteter Strom. Die Berechnung erfolgt gemäß Formel 42 und 43.

$$P_{\text{abgeregelt,shareplan},i}(t) = \max(0, P_{\text{Überschuss,shareplan},i}(t) - fil \cdot P_{\text{PVnenn},i}) \quad 42$$

$$P_{\text{standard,shareplan},i}(t) = \min(P_{\text{Überschuss,shareplan},i}(t), fil \cdot P_{\text{PVnenn},i}) \quad 43$$

$P_{\text{abgeregelt,shareplan},i}(t)$ wird in der anschließenden Verteilungslogik bevorzugt in der ESC verteilt, da diese Strommengen sonst verloren gehen. Wenn marktbasierendes Sharing aktiviert ist, prüft der Algorithmus anschließend die ökonomische Teilnahmebereitschaft der Haushalte. Ein Haushalt ist nur dann bereit, Energie zu teilen, wenn der im Sharing-Markt erzielbare Erlös die eigenen Opportunitätskosten übersteigt. Die Opportunitätskosten für PV-Strom entsprechen der Einspeisevergütung (FiT_i). Für Batteriespeicher liegen die Opportunitätskosten höher, da Speicherkosten, Speicherverluste und die zyklische Alterung berücksichtigt werden müssen. Dies wird im Modell durch einen Aufschlagsfaktor (k_{Bat}) auf die PV-Einspeisevergütung abgebildet. Der für den Verkäufer relevante Preis im Sharing-Markt hängt vom aktuellen Spotmarktpreis ($c_{\text{spot}}(t)$) ab. Um das Sharing zu incentivieren, kann ein Sharing-Rabat (c_{Rabat}) simuliert werden, der die effektiven Kosten für die Käufer senkt. Die Teilnahmebedingung ($\delta_{\text{share},i}(t)$) ergibt sich somit gemäß Formel 44 und 45.

$$\delta_{\text{sharePV},i}(t) = \begin{cases} 1, & c_{\text{spot}}(t) > FiT_i - \frac{c_{\text{Rabat}}}{1 + VAT} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad 44$$

$$\delta_{\text{shareBat},i}(t) = \begin{cases} 1, & c_{\text{spot}}(t) > FiT_i \cdot k_{\text{Bat}} - \frac{c_{\text{Rabat}}}{1 + VAT} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad 45$$

Hierbei sind FiT_i beziehungsweise $FiT_i \cdot k_{\text{Bat}}$ die individuellen Opportunitätskosten und $\frac{c_{\text{Rabat}}}{1 + VAT}$ der um die Mehrwertsteuer bereinigte Sharing-Rabat. Nur Energiemengen von Teilnehmer:innen, die diese Bedingung erfüllen, oder deren Einspeisung teilweise

abgeregelt wird, stehen für das Sharing zur Verfügung. Die Zuteilung dieser Energiemengen zu Verbrauchern erfolgt anschließend hierarchisch. Zunächst wird PV-Strom zur direkten Lastdeckung verteilt. Dabei hat der abgeregelte Überschuss ($P_{\text{abgeregelt,shareplan},i}(t)$) Priorität, da dessen Nicht-Nutzung einen vollständigen Verlust dieser Energiemenge darstellen würde. Die Verteilung erfolgt proportional zum Bedarf. Das bedeutet, jeder Haushalt mit einem Defizit erhält einen Anteil am verfügbaren Überschuss, der seinem Anteil am Gesamtdefizit der Community entspricht (dynamische Allokation, siehe Kapitel 3.3). Die Zuteilung des abgeregelten Überschusses zu einem Defizit-Haushalt ergibt sich gemäß Formel 46.

$$P_{\text{Alloc,abgeregelt},i}(t) = P_{\text{Defizit,shareplan},i}(t) \cdot \min\left(1, \frac{\sum P_{\text{abgeregelt,shareplan}}(t)}{\sum P_{\text{Defizit,shareplan}}(t)}\right) \quad 46$$

Verbleiben nach diesem Schritt noch Defizite ($P_{\text{Defizit,shareplan},i'}(t)$), wird der Standard-PV-Überschuss verteilt (Formel 47).

$$P_{\text{Alloc,standard},i}(t) = P_{\text{Defizit,shareplan},i'}(t) \cdot \min\left(1, \frac{\sum P_{\text{standard,shareplan}}(t)}{\sum P_{\text{Defizit,shareplan},i'}(t)}\right) \quad 47$$

Im Anschluss an das PV-Sharing wird geprüft, ob weitere verbleibende Defizite ($P_{\text{Defizit,shareplan},i''}(t)$) durch Entladung von Heimspeichern anderer Teilnehmer gedeckt werden können. Dies erfolgt analog zur PV-Verteilung. Die Zuteilung aus Batterien ($P_{\text{Alloc,bat,dis},i}(t)$) an die verbleibenden Lasten berechnet sich gemäß Formel 48.

$$P_{\text{Alloc,bat,dis},i}(t) = P_{\text{Defizit,shareplan},i''}(t) \cdot \min\left(1, \frac{\sum P_{\text{flex,pos}}(t)}{\sum P_{\text{Defizit,shareplan},i''}(t)}\right) \quad 48$$

Übersteigt das lokale PV-Angebot die Nachfrage, wird der Bedarf der Community vollständig gedeckt, ohne dass eine Batterie zur Deckung des Bedarfs entladen wird. In diesem Fall wird geprüft, ob verbleibender PV-Überschuss in die Batterien anderer Teilnehmer geladen werden kann. Dies geschieht bei aktivierter Marktlogik nur, wenn ein vorläufig berechneter Bruttosharingpreis ($c_{\text{share,brutto,est}}(t)$) zu diesem Zeitpunkt unter dem Bruttonetzstrompreis multipliziert mit der Lade- und Entladeeffizienz (η) liegt.

$$\delta_{\text{bat,com,chg},i}(t) = \begin{cases} 1, & c_{\text{netz,brutto}}(t) \cdot \eta > c_{\text{share,brutto,est}}(t) \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad 49$$

Diese Wirtschaftlichkeitsprüfung ist notwendig, da das Laden mit Community-Strom aufgrund der Umwandlungsverluste im Speicher nur sinnvoll ist, wenn die Ersparnis gegenüber einem späteren Netzbezug diese Verluste überkompensiert. Der dafür herangezogene vorläufige Preis orientiert sich an den Grenzkosten des Überschusses, der nach Deckung der direkten elektrischen Lasten noch verfügbar ist. Steht zum Zeitpunkt t ausschließlich abgeregelter Strom zur Verfügung, bestimmt dieser den Preis. Hier ergibt sich $c_{\text{share,brutto,est}}(t)$ aus dem Spotpreis und einem Faktor ($f_{\text{abgeregelt}}$), der den Spotpreis reduziert. Ist noch regulärer Standard-PV-Überschuss im Mix vorhanden, setzt dieser als teurere Quelle den Preis. Dieser liegt dann genau in der Mitte zwischen den Opportunitätskosten des teuersten, liefernden Haushalts ($FiT_{\text{max}}(t)$) und dem Spotpreis. Im Abregelungsfall wird der Sharing-Rabatt vollständig dem Käufer zugerechnet, um den Preis maximal zu senken und so den Anreiz zu erhöhen, diesen ansonsten verlorenen Strom zu speichern. Die Berechnung ist in Formel 50 dargestellt.

$$c_{\text{share,brutto,est}}(t) = \begin{cases} \left(\frac{FiT_{\text{max}}(t) + c_{\text{spot}}(t)}{2} + c_{\text{gebühren}} \right) \cdot (1 + VAT) - \frac{c_{\text{Rabatt}}}{2}, & P_{\text{standard,shareplan,rem}}(t) > 0 \\ (c_{\text{spot}}(t) \cdot f_{\text{abgeregelt}} + c_{\text{gebühren}}) \cdot (1 + VAT) - c_{\text{Rabatt}}, & \text{sonst} \end{cases} \quad 50$$

Diese Vorab-Prüfung ist ein notwendiger Workaround für die sequenzielle Natur des Algorithmus. Sie berechnet die Preisfindung, um die preissensitive Nachfrage der Batteriespeicher festzulegen, bevor die endgültigen Handelsvolumina und damit der endgültige Preis feststehen. Wenn die Bedingung dieser Vorabprüfung erfüllt ist, laden die Batterien mit Community-Strom. Die Verteilung des verfügbaren Überschusses erfolgt dann proportional zur verfügbaren Flexibilität aller teilnehmenden Batterien (Formel 51). $\sum P_{\text{Überschuss,shareplan}}(t)$ ist dabei der nach Deckung aller Lasten noch übrige PV-Überschuss.

$$P_{\text{Alloc,bat,chg,i}}(t) = P_{\text{flex,neg,i}}(t) \cdot \min \left(1, \frac{\sum P_{\text{Überschuss,shareplan}}(t)}{\sum P_{\text{flex,neg}}(t)} \right) \quad 51$$

Im Fall, dass nach allen oben beschriebenen Zuteilungen noch PV-Überschuss verfügbar ist, muss berechnet werden, welcher Haushalt wie viel seines Überschusses für die Community bereitstellen darf. Dabei wird wieder zwischen den drei Strommengen ($P_{\text{Genutzt,abgeregelt,i}}(t)$, $P_{\text{Genutzt,standard,i}}(t)$, $P_{\text{Genutzt,bat,dis,i}}(t)$) unterschieden und die Zuteilung folgt der gleichen Pro-rata-Logik wie bereits beschrieben (Formel 52, 53, 54).

$$P_{\text{Genutzt,abgeregelt,i}}(t) = P_{\text{abgeregelt,shareplan,i}}(t) \cdot \min \left(1, \frac{\sum P_{\text{Defizit,shareplan}}(t)}{\sum P_{\text{abgeregelt,shareplan}}(t)} \right) \quad 52$$

$$P_{\text{Genutzt,standard,i}}(t) = P_{\text{standard,shareplan,i}}(t) \cdot \min \left(1, \frac{\sum P_{\text{Defizit,shareplan}}(t)}{\sum P_{\text{standard,shareplan}}(t)} \right) \quad 53$$

$$P_{\text{Genutzt,bat,dis,i}}(t) = P_{\text{flex,pos,i}}(t) \cdot \min \left(1, \frac{\sum P_{\text{Defizit,shareplan,i'}}(t)}{\sum P_{\text{flex,pos}}(t)} \right) \quad 54$$

Im letzten Schritt der Simulation wird der finale Brutto-Verrechnungspreis $c_{\text{share,brutto}}(t)$ ermittelt. Das Preisbildungsmodell unterscheidet hierbei wieder drei Fälle, basierend auf der Art der geteilten Energie. Wird ausschließlich abgeregelter Strom geteilt, ergibt sich der Preis aus einem fixen Bruchteil ($f_{\text{abgeregelt}}$) des Spotmarktpreises ($c_{\text{spot}}(t)$). Da hier keine Opportunitätskosten für den Verkäufer anfallen, dient dieser niedrige Preis als Anreiz, Abregelung zu vermeiden. Der definierte Sharing-Rabatt wird in diesem Fall im Nachgang vom Bruttobetrag abgezogen und kommt somit vollständig dem Käufer zugute. Kommt regulärer PV-Überschuss und keine Batterieentladung zum Einsatz, wird der Preis als Mittelwert zwischen dem Preis des teuersten Verkäufers ($FiT_{\text{max}}(t)$) und dem Spotmarktpreis ($c_{\text{spot}}(t)$) gebildet. Um den Sharing-Rabatt fair aufzuteilen, wird dieser, bereinigt um die Mehrwertsteuer, zur Obergrenze, also dem Spotpreis addiert. Dies stellt sicher, dass sowohl Käufer als auch Verkäufer gleichermaßen vom Rabatt profitieren. Wird Strom aus Batterien bereitgestellt, gilt das gleiche Prinzip wie beim PV-Überschuss, allerdings erhöhen sich die Opportunitätskosten des Verkäufers. Die Preisuntergrenze wird hierbei durch die mit dem Faktor k_{Bat} skalierte Einspeisevergütung gebildet. Der finale Brutto-Preis ergibt sich in allen Fällen durch Addition der Netzentgelte, Umlagen und Steuern sowie dem anschließenden Abzug des absoluten Sharing-Rabatts, wie in Formel 55 und 56 dargestellt.

$$c_{\text{share,netto}}(t) = \begin{cases} f_{\text{abgeregelt}} \cdot c_{\text{spot}}(t), & \sum P_{\text{abgeregelt,shareplan}}(t) > 0 \wedge \sum P_{\text{standard,shareplan}}(t) = 0 \wedge \sum P_{\text{flex,pos}}(t) = 0 \\ \frac{FiT_{\text{max}}(t) + c_{\text{spot}}(t) + \frac{c_{\text{Rabat}}}{1+VAT}}{2}, & \sum P_{\text{standard,shareplan}}(t) > 0 \wedge \sum P_{\text{flex,pos}}(t) = 0 \\ \frac{FiT_{\text{max}}(t) \cdot k_{\text{Bat}} + c_{\text{spot}}(t) + \frac{c_{\text{Rabat}}}{1+VAT}}{2}, & \sum P_{\text{flex,pos}}(t) > 0 \end{cases} \quad 55$$

$$c_{\text{share,brutto}}(t) = (c_{\text{share,netto}}(t) + c_{\text{gebühren}}) \cdot (1 + VAT) - c_{\text{Rabatt}} \quad 56$$

Für die Ausführung der Handelsentscheidungen werden die Zuteilungsmengen zu zwei aggregierten Werten ($P_{\text{com,import},i}(t)$, $P_{\text{com,export},i}(t)$) für jeden Haushalt zusammengefasst (Formel 57).

$$P_{\text{com,import},i}(t) = P_{\text{Alloc,abgeregelt},i}(t) + P_{\text{Alloc,standard},i}(t) + P_{\text{Alloc,bat,dis},i}(t) + P_{\text{Alloc,bat,ch},i}(t) \quad 57$$

Analog dazu beschreibt $P_{\text{com,export},i}(t)$ die Summe der Lieferverpflichtungen, die der Haushalt gegenüber der Community erfüllen muss (Formel 58).

$$P_{\text{com,export},i}(t) = P_{\text{Genutzt,abgeregelt},i}(t) + P_{\text{Genutzt,standard},i}(t) + P_{\text{Genutzt,bat,dis},i}(t) \quad 58$$

In der anschließenden Ausführungsphase reduziert der Haushalt seinen Netzbezug um den Community-Import, beziehungsweise seine Netzeinspeisung um den Community-Export. Der Sharingpreis dient außerdem in der Auswertungsphase zum Berechnen der Gesamtkosten im Sharing-Szenario.

5.4.4 Ausführungsphase

In der Ausführungsphase wird das Gebäudemodell für den aktuellen Zeitschritt erneut berechnet, um die physikalischen Auswirkungen der Marktergebnisse zu realisieren. Der Unterschied zur Planungsphase liegt in den Eingangsgrößen. Während die Planungsphase jeden Haushalt isoliert betrachtete, um dessen theoretischen Bedarf oder Überschuss zu ermitteln, fließen nun die Zuteilungen des Sharing-Algorithmus als bindende energetische Randbedingungen ein. Das bedeutet, dass importierter Community-Strom den Netzbezug ($P_{\text{Defizit,share},i}(t)$) senkt oder ersetzt und die PV-Einspeisung ($P_{\text{Einspeisung,share},i}(t)$) um den Community Export reduziert wird. Zusätzlich werden Speicher nicht mehr nur lokal gesteuert, sondern auch durch externe Lade- oder Entladebefehle der Community. Ein Ausschnitt des Simulationsergebnisses ist in Abbildung 26 dargestellt.

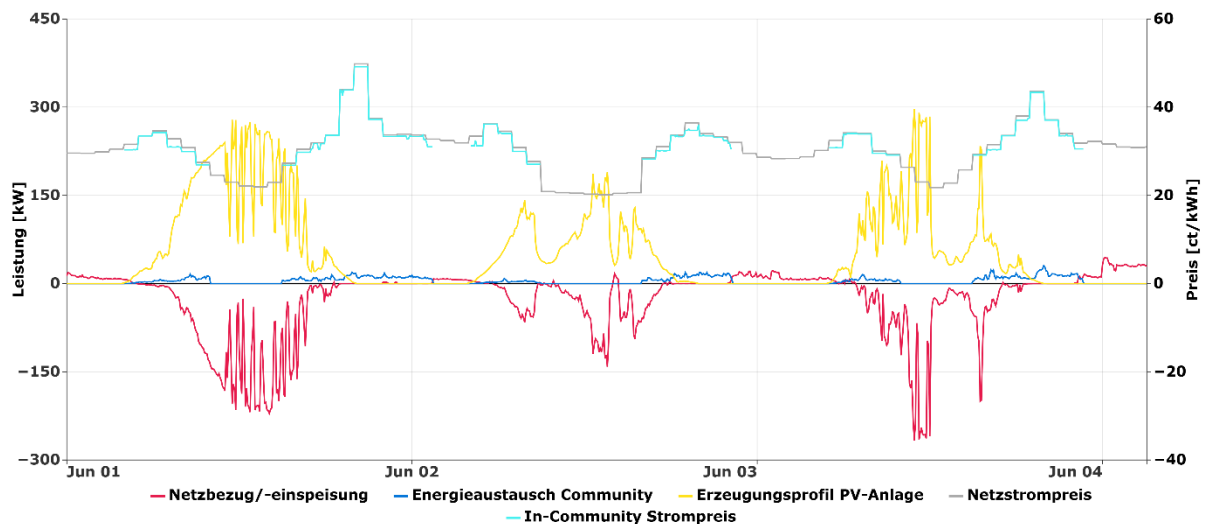


Abbildung 26: Preisbasiertes Energy Sharing in Aktion

Es werden die kumulierten Stromflüsse aller 50 Haushalte und die Strompreise innerhalb der simulierten ESC dargestellt. Man erkennt, dass ein Teil des PV-Überschusses in der Community verbraucht wird (dunkelblaue Linie) und nicht in das Stromnetz eingespeist wird. Das Teilen findet allerdings nur statt, wenn der Netzstrompreis ausreichend hoch ist. Zu Mittagszeiten mit besonders niedrigen Netzstrompreisen wird kein Strom geteilt. Der Community-Strompreis (hellblaue Linie) liegt dabei immer leicht unter dem Netzstrompreis (graue Linie). Zusätzlich lässt sich das Teilen von gespeichertem Strom aus Batteriespeichern erkennen. Am zweiten Juni des simulierten Jahres wird Strom zu Zeiten ohne PV-Erzeugung geteilt. Dieser Strom stammt aus benachbarten Heimspeichern.

5.5 Schlussberechnung und Datenaufbereitung

Zur Bewertung der netzdienlichen Effekte des Energy Sharings wird die thermische Belastung eines Ortsnetztransformators analysiert. Hierfür summiert das Modell die Netzbezüge und -einspeisungen aller Haushalte für jeden Zeitschritt auf, um die Gesamtlast am Transformator zu ermitteln. Das Trafobelastungsmodell basiert auf der Norm DIN IEC 60076-7 und berechnet die Temperatur in den Wicklungen des Trafos sowie den daraus resultierenden relativen Lebensdauerverbrauch [83]. Dieser Schritt wird sowohl für das Basis- als auch für das Sharing-Szenario durchgeführt.

Als Nächstes werden die Stromkosten und Erlöse für beide Simulationsszenarien ($C_{\text{basis},i}$, $C_{\text{share},i}$) berechnet. Für das Baseline-Szenario werden die Kosten aus der Multiplikation des Netzbezugs mit dem dynamischen Strompreis sowie den Erlösen aus der Netzeinspeisung ermittelt (Formel 59).

$$C_{\text{basis},i} = \sum_{t=1}^T \left[\left(P_{\text{Defizit,basis},i}(t) \cdot \left((c_{\text{spot}}(t) + c_{\text{gebühren}}) \cdot (1 + VAT) \right) - P_{\text{Einspeisung,basis},i}(t) \cdot FiT_i \right) \cdot \Delta t \right] - C_{\text{balance,basis},i} \quad 59$$

Im Sharing-Szenario werden zusätzlich die Kosten für den Bezug von Community-Strom und die Einnahmen aus dem Verkauf von Überschussstrom an die Gemeinschaft berücksichtigt. Die Bewertung erfolgt dabei mit den im Sharing-Algorithmus ermittelten Transaktionspreisen.

$$C_{\text{share},i} = \sum_{t=1}^T \left[\left(P_{\text{Defizit,share},i}(t) \cdot \left((c_{\text{spot}}(t) + c_{\text{gebühren}}) \cdot (1 + VAT) \right) + P_{\text{com,import},i}(t) \cdot c_{\text{share,brutto}}(t) - P_{\text{Einspeisung,share},i}(t) \cdot FiT_i - P_{\text{com,export},i}(t) \cdot c_{\text{share,brutto}}(t) \right) \cdot \Delta t \right] - C_{\text{balance,share},i} \quad 60$$

Da das preisbasierte Laden und Entladen der Speicher im Sharing-Szenario im Vergleich zum Basis-Szenario zu deutlich abweichenden Ladezuständen am simulierten Jahresende führt, wird eine Endwertkorrektur der Kosten durchgeführt ($C_{\text{balance,basis},i}$, $C_{\text{balance,share},i}$). Hierfür ermittelt das Modell am letzten simulierten Zeitschritt (T) die Energiedifferenz aller elektrischen Speicher gegenüber dem Startzustand zu Beginn des Jahres ($\Delta E_{\text{bat},i}(T)$). Diese relative Energiedifferenz stellt einen vermiedenen oder zusätzlichen Netzstrombezug dar und wird mit dem Jahresdurchschnitts-Netzstrompreis ($\bar{c}_{\text{netz,brutto}}$) bewertet (Formel 61, 62).

$$C_{\text{balance,basis},i} = \Delta E_{\text{bat,basis},i}(T) \cdot \bar{c}_{\text{netz,brutto}} \quad 61$$

$$C_{\text{balance,share},i} = \Delta E_{\text{bat,share},i}(T) \cdot \bar{c}_{\text{netz,brutto}} \quad 62$$

Die tatsächliche absolute finanzielle Einsparung (S_i) durch die Teilnahme am Energy Sharing ergibt sich abschließend aus der Differenz der bilanzkorrigierten Gesamtkosten beider Szenarien (Formel 63)

$$S_i = C_{\text{basis},i} - C_{\text{share},i} \quad 63$$

Alle berechneten Werte aus dem Basis-Szenario, aus dem Sharing-Szenario sowie aus der Schlussberechnung werden abschließend in einer zentralen Ergebnisstruktur zusammengeführt. Dieser Struktur werden zusätzlich die globalen Simulationsparameter, wie Wetterdaten und die initialen Konfigurationsdaten, hinzugefügt. Abschließend werden die aufbereiteten Daten für die weitere Analyse und Visualisierung exportiert. Hierbei kann die Ergebnisdateigröße durch Mittelwertbildung der Zeitreihen reduziert werden.

5.6 Datenauswertung und Visualisierung

Zur einfachen Auswertung und Visualisierung sowie zur Validierung der Simulationslogik wurde eine graphische Oberfläche erstellt, die sämtliche Systemzustände, Energieflüsse sowie aggregierte Werte einfach darstellt. Dazu werden die Ergebnisdateien der Simulation geladen und beliebige Werte daraus grafisch dargestellt und geplottet. Abbildung 27 zeigt diese grafische Oberfläche mit geladener Ergebnisdatei.

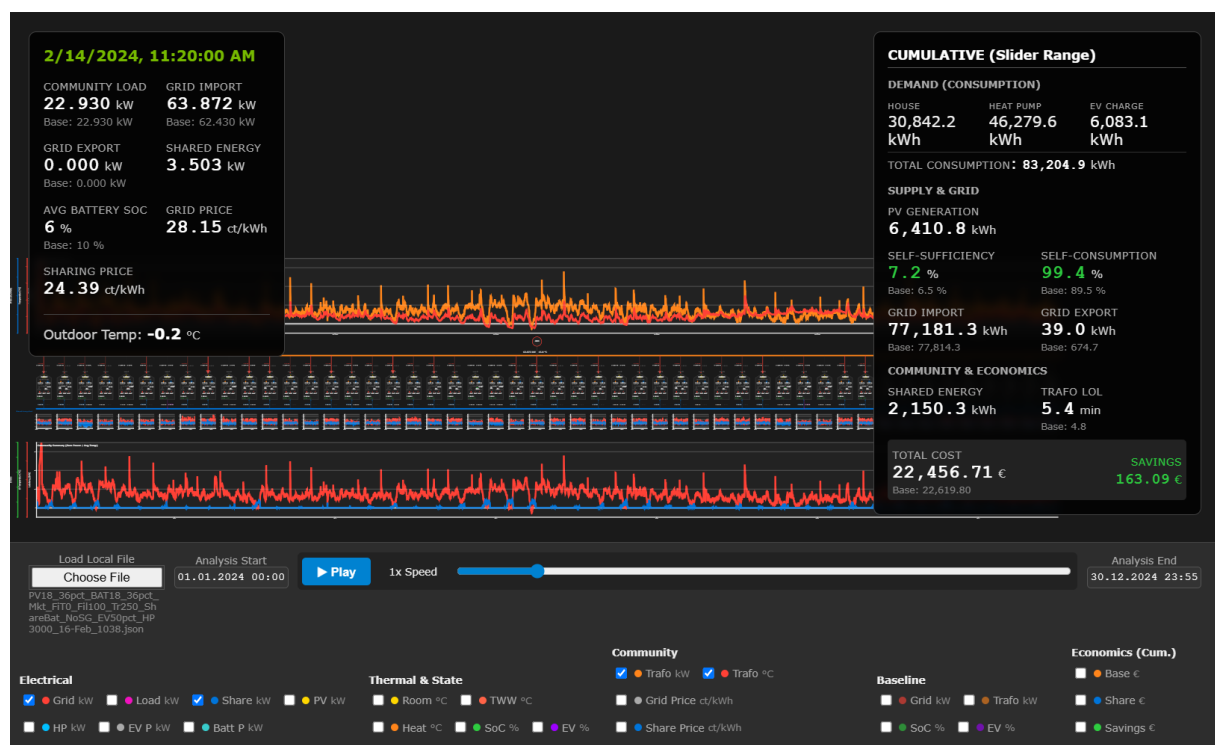


Abbildung 27: Grafische Oberfläche zur Ergebnisvisualisierung

Im unteren Bereich können dabei verschiedene Werte an und abgewählt werden, um diese zu plotten und miteinander zu vergleichen. Dazu zählen Verbräuche, Erzeugungen, Importe, Exporte, Temperaturen, Ladezustände, Preise und Kosten. Darüber befindet sich ein Schieberegler, mit welchem sich der darzustellende Zeitpunkt des simulierten Jahres auswählen lässt. Zusätzlich lässt sich der anzuzeigende Bereich mit den Datumseingaben rechts und links des Schiebereglers anpassen, um präzise zu interessanten Zeitpunkten im Jahr zu springen. Im Darstellungsbereich finden sich oben links die Systemzustände des

aktuellen Zeitpunkts sowohl für das Basis- als auch für das Sharing-Szenario. Oben rechts lassen sich kumulierte Werte vom eingestellten Startzeitpunkt der Datumseingabe bis zum aktuellen mit dem Schieberegler ausgewählten Datum ablesen. Dabei werden auch Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil der ESC sowie die Kosten im Basis- und Sharing-Szenario dargestellt. Im mittleren Arbeitsbereich wird die Energy Sharing Community schematisch dargestellt. Dazu werden alle simulierten Haushalte mit deren Systemzuständen und deren Verläufen in einer Reihe dargestellt. Oberhalb und unterhalb der Haushalte wird jeweils ein Plot des Verlaufes der Systemzustände der kompletten ESC dargestellt. Durch Hineinzoomen auf einzelne Haushalte kann dann eine Detailanalyse deren Systemzustände vorgenommen werden (siehe Abbildung 28). Innerhalb der Haushalte lassen sich die aktuellen Systemzustände ablesen. Unterhalb der Haushalte wird der Verlauf dieser im ausgewählten Zeitbereich geplottet. Pfeile oberhalb und unterhalb der Häuser symbolisieren den Stromfluss jedes Haushaltes. Unterhalb der Haushalte wird der Stromfluss in und aus dem Sharing-Pool dargestellt und oberhalb der Haushalte sind der Netzbezug und die Netzeinspeisung zu erkennen. Die Pfeildicke repräsentiert dabei die aktuelle Leistung. Neben den Pfeilen ist der kumulierte Energieimport bzw. Export für den ausgewählten Zeitbereich in das Netz und in den Sharing-Pool für das Basis- und das Sharing-Szenario abzulesen.

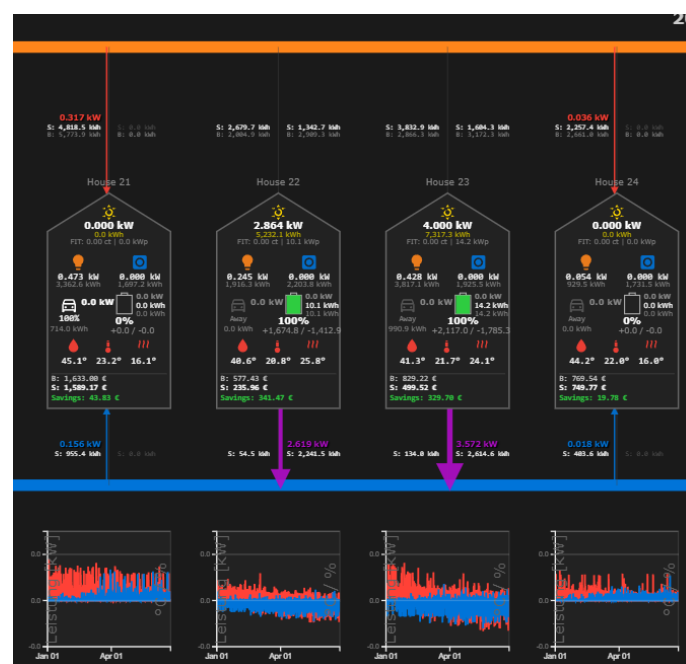


Abbildung 28: Detaildarstellung einzelner Haushalte in der Ergebnisvisualisierung

Jeder Plot lässt sich durch Daraufklicken vergrößern und anschließend exportieren. Dies ermöglicht eine Detailanalyse ausgewählter Tage und Haushalte und erleichtert das Verständnis der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge. Abbildung 29 zeigt die Detailansicht eines Haushaltes an einem Sommertag.

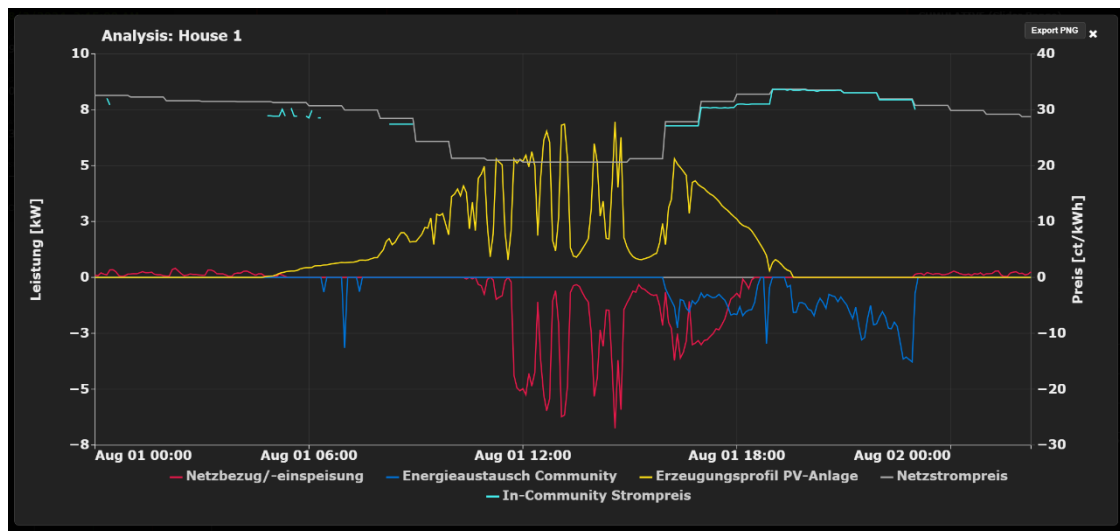


Abbildung 29: Detailanalyse mit vergrößertem Plot und kurzem Zeitbereich

Diese Visualisierung der Simulationsergebnisse wurde genutzt, um die Simulationslogik zu validieren und Fehler zu identifizieren. Zukünftig kann sie bei der Auswertung diverser Szenarien hilfreich sein und die komplexen Zusammenhänge in einer ESC einfach verständlich darstellen.

6 Simulationsdurchführung und Ergebnisdarstellung

Im Folgenden wird das Simulationsmodell genutzt, um drei Analysen durchzuführen. Dabei wird zunächst eine Sensitivitätsanalyse mit variierenden Simulationsparametern durchgeführt, gefolgt von der detaillierten Betrachtung zweier möglichst realistischer Szenarien für Einfamilienhaussiedlungen.

6.1 Sensitivitätsanalyse mit homogener Anlagenverteilung

Um ein Verständnis für die Systemzusammenhänge zu erlangen, wurde die Simulation in dieser Analyse mehrfach und automatisiert mit variablen Parametern durchlaufen. Dies ermöglicht es, die Sensitivität der energetischen und wirtschaftlichen Ergebnisse auf Veränderungen der wesentlichen Anlagendimensionen und technologischen Durchdringungsraten zu untersuchen. Im Rahmen der Analyse werden sowohl die Größe als auch die Verbreitung von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern variiert. Die genauen Abstufungen der variablen Parameter sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2 Variierte Simulationsparameter der Sensitivitätsanalyse

Parameter	Wertebereich bzw. Abstufungen
installierte PV-Leistung je Haushalt	5 kWp; 10 kWp; 15 kWp
Anteil an Haushalten mit PV-Anlage	25 %; 50 %; 75 %; 100 %
Batteriekapazität je Haushalt	5 kWh; 10 kWh; 15 kWh
Batterie-Anteil (an PV-Haushalten)	0 %; 50 %; 100 %

Um die Auswirkungen der genannten Varianten isoliert bewerten zu können, werden alle anderen Simulationsparameter während der Sensitivitätsanalyse konstant gehalten. Die wichtigsten davon sind in Tabelle 3 dargestellt. Außerdem werden die Simulationen mit aktivierter Marktlogik, Lade- und Entladeplanung und der gemeinschaftlichen Batterienutzung durchgeführt.

Tabelle 3 Konstante Parameter der Sensitivitätsanalyse

Parameter	Wert
Einspeisevergütung	7 ct/kWh
Wärmepumpenanteil	100 %
Wärmepumpenleistung	3.000 W
EV-Anteil	50 %
Sharing-Rabatt	0 ct/kWh
Abregelungsgrenze (siehe Seite 50 ff.)	100 % (keine Abregelung)
Preisfaktor der Batterien (siehe Seite 51)	1,5 (50 % über dem FiT)

Die Effekte der variierten Anlagenverteilungen auf die Eigenverbrauchsanteile, die Autarkiegrade sowie die resultierenden wirtschaftlichen Einsparpotenziale werden in den nachfolgenden visuellen Auswertungen anhand der Vergleichsplots veranschaulicht. Die Heatmaps in Abbildung 30 visualisieren die prozentuale Erhöhung des

Eigenverbrauchsanteils (in Prozentpunkten) durch Energy Sharing im Vergleich zum Basis-Szenario.

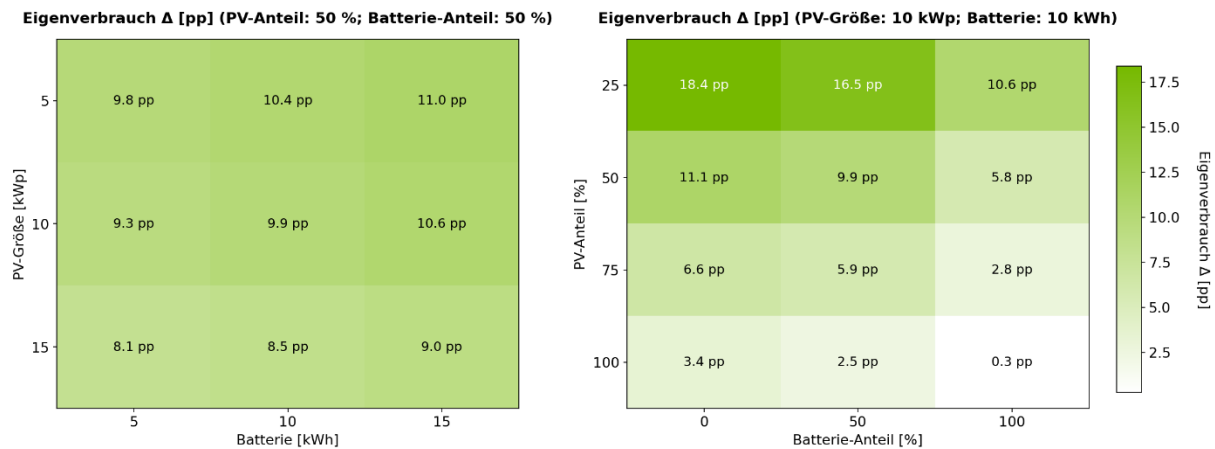


Abbildung 30: Eigenverbrauchssteigerung im Sharing-Szenario

Die linke Heatmap zeigt den Einfluss verschiedener Anlagengrößen bei einer konstanten Durchdringung der PV-Anlagen und Speicher von 50 %. Dabei profitieren Quartiere mit kleinen PV-Anlagen von 5 kWp relativ am stärksten vom Sharing und verzeichnen eine Steigerung des Eigenverbrauchsanteils von bis zu 11 Prozentpunkten. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die geringeren solaren Überschüsse von den Nachbarn ohne eigene Anlage nahezu vollständig absorbiert werden. Bei großen PV-Systemen ist die lokale Deckungsfähigkeit während der Erzeugungsspitzen hingegen früher erschöpft und der relative Sharing-Nutzen sinkt. Größere Batteriekapazitäten von beispielsweise 15 kWh verstärken den Sharing-Effekt hingegen moderat, da sie dabei helfen, im Quartiersverbund mehr Energie in die Abendstunden zu verschieben.

Die rechte Heatmap verdeutlicht den weitaus dominanteren Effekt der technologischen Sättigung bei konstanten Anlagengrößen von 10 kWp beziehungsweise 10 kWh. Ist der PV-Anteil im Quartier mit 25 % noch gering, entfaltet das Sharing-Konzept seine maximale Wirkung mit einer Steigerung des Eigenverbrauchsanteils von über 18 Prozentpunkten. In diesem Fall können wenige Erzeuger ihren Überschuss auf viele reine Verbraucher aufteilen. Steigt die PV-Quote auf vollständige 100 % an, sinkt der Nutzen jedoch auf annähernd null. Dann generieren alle Haushalte zeitgleich in den Mittagsstunden Überschüsse und es mangelt an ungedeckter Nachfrage im Quartier. Analog dazu dämpft auch eine zunehmende Verbreitung von Heimspeichern das Sharing-Potenzial auf die Eigenverbrauchssteigerung. Sind alle Haushalte mit einer Batterie ausgestattet, optimieren sie ihren Eigenverbrauch bereits individuell so, dass weniger flexibel nutzbare Überschüsse für den gemeinschaftlichen Stromaustausch übrigbleiben, beziehungsweise weniger ungedeckte Lasten Überschüsse aufnehmen können.

Ergänzend zum Eigenverbrauch veranschaulichen die folgenden Heatmaps (Abbildung 31) die korrespondierende Steigerung des Autarkiegrads durch das Quartierskonzept.

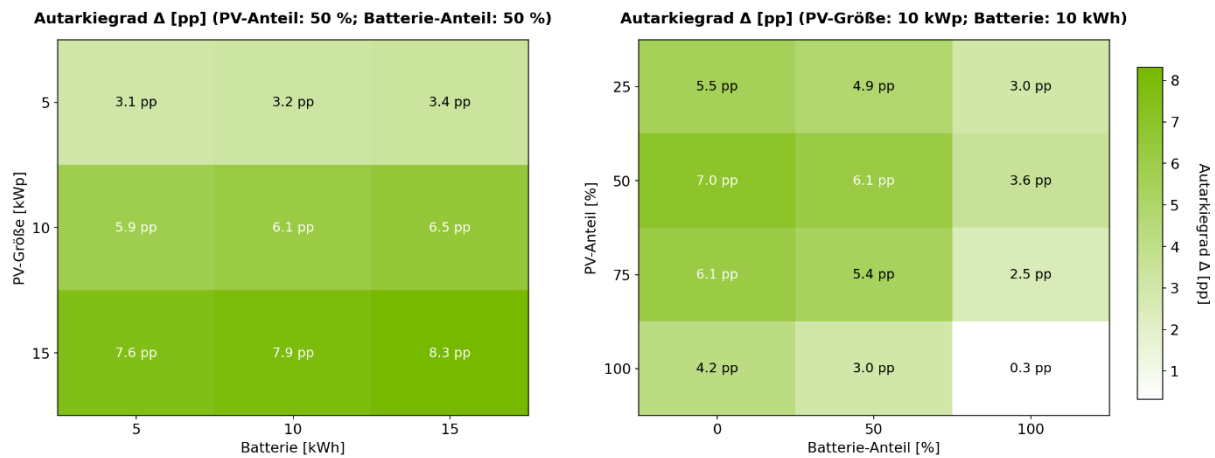


Abbildung 31: Autarkiegradsteigerung im Sharing-Szenario

Die linke Darstellung der Anlagengrößen zeigt dabei ein zum Eigenverbrauch gegenläufiges Bild. Hier profitiert die Gemeinschaftsautarkie am stärksten von großen Photovoltaikanlagen mit 15 kWp und erreicht merkbare Steigerungen von gut 8 Prozentpunkten. Der Grund dafür ist dass bei größeren Anlagen absolut betrachtet schlichtweg eine hohe Energiemenge im Quartier zur Verfügung steht, mit der sich der Gesamtbedarf der Anwohner leichter decken lässt. Eine Vergrößerung der Batteriespeicher auf 15 kWh verstärkt diesen positiven Effekt noch weiter, da so mehr solare Erzeugungsspitzen in die ertragsschwachen Abend- und Nachtstunden verschoben werden können.

Hinsichtlich der technologischen Verbreitung in der rechten Darstellung offenbart sich der maximale Sharing-Nutzen für die Quartiersautarkie im mittleren Bereich bei einem PV-Anteil von 50 %, wo Zugewinne von 7 Prozentpunkten verzeichnet werden. Ist der Anteil an Erzeugern in der Siedlung zu gering, fehlt es an der nötigen Energiemenge, um die Autarkie der vielen reinen Verbraucher:innen spürbar anzuheben. Besitzen hingegen alle Haushalte eine eigene Solaranlage, ist deren individuelle Basisautarkie bereits ohne Sharing so hoch, dass der gemeinschaftliche Stromaustausch nur noch einen geringfügigen Mehrwert ausmacht. Passend zu den Erkenntnissen des Eigenverbrauchs dämpft auch hier eine flächendeckende Ausstattung mit Heimspeichern das Sharing-Potenzial ab. Bei einer Vollausstattung aller Haushalte mit Photovoltaik und Batterie fällt der zusätzliche Nutzen des Quartierskonzepts für die Autarkie letztlich auf einen Bruchteil eines Prozentpunktes.

Die Betrachtung der wirtschaftlichen Einsparpotenziale verhält sich weitgehend analog zur Entwicklung des Autarkiegrads (Abbildung 32).

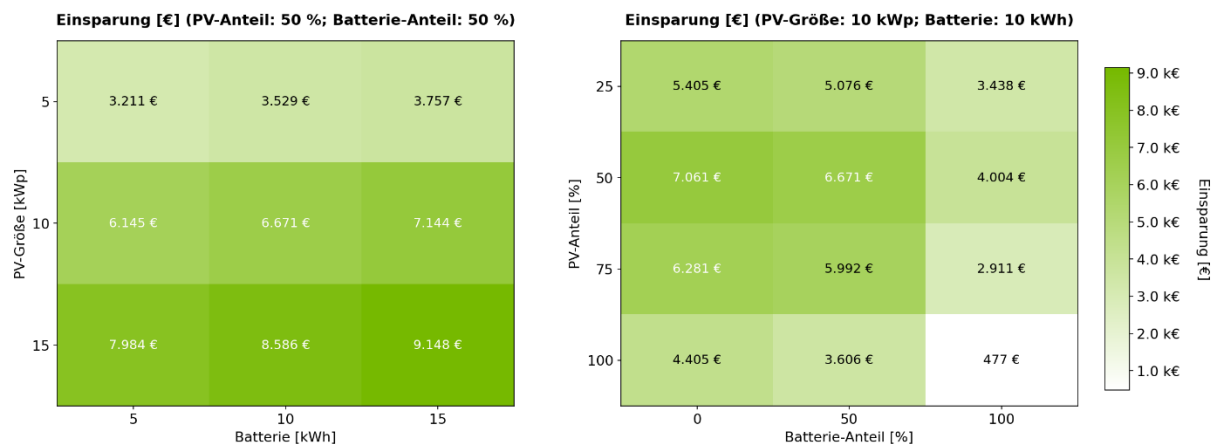


Abbildung 32: Einsparpotenzial im Sharing-Szenario

In der linken Darstellung der Anlagenskalierung wird deutlich, dass die absoluten finanziellen Einsparungen des Quartiers durch das Sharing-Konzept mit der Größe der installierten Photovoltaikanlagen anwachsen. Während bei kompakten Anlagen mit 5 kWp gemeinschaftliche Kostensenkungen von gut 3.200 € bis circa 3.750 € erzielt werden, klettern die Einsparungen bei großen Systemen mit 15 kWp auf Werte von über 9.000 €. Eine Erweiterung der Speicherkapazitäten auf 15 kWh erweist sich hierbei als wirtschaftlich förderlich, da durch die erhöhte Flexibilität teurer Netzbezug in den ertragsschwachen Stunden vermieden und stattdessen günstiger Quartiersstrom genutzt werden kann.

Mit Blick auf die technologische Durchdringung in der rechten Darstellung zeigt sich das wirtschaftliche Optimum des Quartierskonzepts in einem Mittelfeld, analog zum Autarkiegrad. Die höchste Einsparung von über 7.000 € erreicht die Siedlung bei einem PV-Anteil von 50 %, sofern noch keine Heimspeicher verbaut sind. Ein zu geringer Ausbaugrad von lediglich 25 % limitiert die insgesamt verfügbare erneuerbare Strommenge und dämpft somit auch das finanzielle Gesamtpotenzial auf gut 5.400 €. Erreicht der Photovoltaik-Ausbau im Quartier hingegen die vollständige Sättigung von 100 %, brechen die gemeinschaftlichen Einsparungen ein. In diesem Szenario verfügen zur Mittagszeit alle Haushalte über ausreichend Energie, sodass potenziell lukrativer Überschuss mangels lokaler Abnehmer:innen niedrig vergütet in das übergeordnete Netz eingespeist werden muss. Dieser abschwächende Effekt wird durch eine zunehmende Installation von Heimspeichern nochmals verstärkt. Sind schließlich alle Haushalte vollständig mit Solaranlagen und eigenen Speichern ausgerüstet, schrumpft der zusätzliche monetäre Mehrwert des vernetzten Quartiers auf rund 470 Euro zusammen.

Eine zusätzliche Perspektive bietet die Betrachtung der lokalen Netzbelastung, gemessen an der relativen Reduktion der Transformator-Lebensdauererluste (engl.: Loss-Of-Life, LOL, Abbildung 33). Es ist anzumerken, dass die LOL maßgeblich von der festgelegten Transformatornennleistung (hier 250 kVA) abhängen. Da diese Nennleistung in allen Simulationen konstant gehalten wird, variieren die tatsächlichen LOL-Werte je nach Belastung stark. Ein Szenario mit 5 kWp PV-Anlagen und 25 % Durchdringung verursacht naturgemäß einen wesentlich geringeren absoluten LOL-Wert als ein Szenario mit 15 kWp und 100 % Durchdringung. Um diese enormen absoluten Schwankungen auszugleichen und die Effekte von Anlagengröße und Durchdringung isoliert vergleichen zu können, wird als Bewertungsmaßstab ausschließlich die prozentuale Lebensdauereränderung herangezogen.

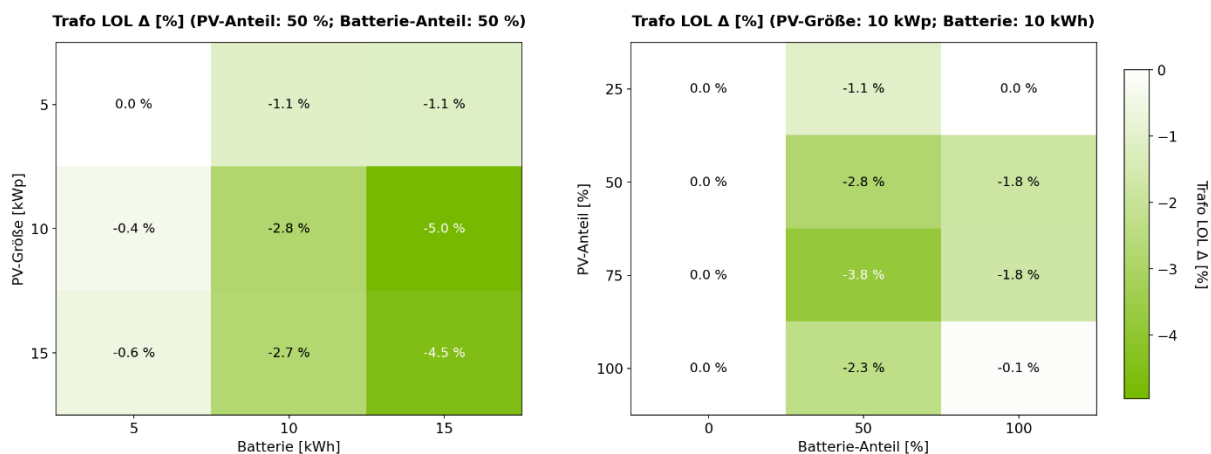


Abbildung 33: Reduzierung des simulierten Trafo-Lebensdauererlustes im Sharing-Szenario

Die linke Darstellung verdeutlicht den potenziellen systemdienlichen Mehrwert dieses koordinierten Betriebs in Abhängigkeit der Anlagengrößen. Das Sharing-Konzept kann die relative Alterung des Transformators im Vergleich zum Basiszenario um bis zu fünf Prozent verringern. Essenziell hierfür sind ausreichend dimensionierte Batteriespeicher. Bei kleinen Kapazitäten von fünf Kilowattstunden unterscheidet sich das Sharing jedoch kaum vom Basisbetrieb. Ein wahrscheinlicher Grund hierfür ist, dass kleine Heimspeicher an sonnigen Tagen ohnehin rasch durch die individuelle Erzeugung vollgeladen sind und somit keine freien Kapazitäten mehr aufweisen, um den kollektiven Einspeise-Peak des Quartiers nennenswert abzufangen. Erst bei größeren Speicherkapazitäten von 10 bis 15 kWh in Kombination mit leistungsstarken Photovoltaikanlagen ab 10 kWp entfaltet das Sharing-Konzept einen deutlichen Mehrwert für das Netz. Hier liegt die Vermutung nahe, dass diese groß dimensionierten Speicher ausreichend Puffer bieten, um auch nach der vormittäglichen Ladung noch freie Restkapazität zu haben, um überschüssigen Strom am Mittag von Nachbarn aufzunehmen, bevor dieser als gebündelte Spitze den Transformator belastet. Interessanterweise stagniert dieser relative Entlastungseffekt bei der Maximalkonfiguration (unten rechts) leicht. Es ist anzunehmen, dass in diesem Szenario die 15-kWp-Anlagen bereits vormittags derart Überschuss produzieren, dass selbst die großen Speicher in Summe mittags, zu Zeiten der Erzeugungsspeaks, an ihre Aufnahmegrenzen stoßen und das gemeinschaftliche Sharing folglich weniger Vorteile gegenüber dem Basisbetrieb bietet.

Die rechte Darstellung unterstreicht indes die Bedeutung der systemischen Asymmetrie für den Nutzen des Sharings. Ohne jegliche Speicher im Quartier existiert gegenüber dem Basiszenario keinerlei zusätzliche Entlastung für den Transformator. Dies lässt sich

dadurch begründen, dass in der Simulation ausschließlich Speicher ihre Erzeugung und Last auf Basis des Sharings anpassen. Eine rein bilanziell-zeitgleiche Verrechnung der anderen Komponenten (Wärmepumpe und EV) von Stromflüssen durch das Sharing ändert nichts an der physikalischen Maximalbelastung der Leitung. Sind Batterien vorhanden, entsteht der größte relative Mehrwert vom Energy Sharing interessanterweise nicht bei einer Vollausstattung, sondern bei einer Speicherdurchdringung von 50 %, gepaart mit einem Photovoltaik-Ausbau von 75 %. Es lässt sich vermuten, dass der Sharing-Algorithmus gerade in diesem heterogenen Setup die Reserven der vorhandenen Batterien optimal ausnutzen kann, um die Einspeisespitzen der speicherlosen Nachbarn abzufangen. Sind hingegen alle Haushalte uneingeschränkt mit eigenen Speichern ausgestattet, sinkt der kollektive Zusatznutzen durch das Sharing auf ein Minimum ab. Dies lässt den Schluss zu, dass in solch einem weitgehend autarken Zustand der einzelnen Haushalte bereits der individuelle Eigennutzbetrieb im Basisszenario die eigenen Leistungsspitzen so effektiv vor dem Netzanschluss glättet, dass dem gemeinschaftlichen Ansatz schlichtweg kaum noch Spielraum für eine signifikante netzdienliche Verbesserung am Transformator verbleibt.

Abschließend ist zu betonen, dass diese Resultate stark an die festgelegten Rahmenbedingungen der Simulation, wie etwa die Einspeisevergütung oder die angenommene Last durch Wärmepumpen und E-Fahrzeuge, geknüpft sind. Bei einer abweichenden Verbrauchsstruktur der Haushalte würden sich die Systemdynamiken verschieben, sodass die identifizierten Optimalpunkte für wirtschaftliche Einsparungen und Netzentlastung bei anderen Anlagengrößen oder Durchdringungsraten liegen könnten. Die Ergebnisse beanspruchen daher keine universelle Gültigkeit, sondern veranschaulichen die zugrundeliegenden Effekte für das spezifisch definierte Szenario.

6.2 Szenario Realistische Einfamilienhaussiedlung

Um die theoretischen Erkenntnisse der Sensitivitätsanalyse auf einen realitätsnahen Anwendungsfall zu übertragen, wird im Folgenden eine typische deutsche Einfamilienhaussiedlung simuliert. Die technologische Ausstattung der Haushalte wird nicht mehr fiktiv variiert, sondern auf Basis empirischer Daten festgelegt. Gemäß einer repräsentativen Umfrage des Allensbach-Instituts verfügt bereits ein signifikanter Anteil der Eigenheimbesitzer:innen über Anlagen zur dezentralen Energieerzeugung und Sektorenkopplung [84]. Die daraus abgeleiteten und für dieses aktuelle Basisszenario angesetzten Durchdringungsraten der einzelnen Technologien sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Der Anteil der Batteriespeicher wird dabei mit 47 % der mit PV-Anlage ausgestatteten Haushalte angesetzt [85].

Tabelle 4 Angesetzte technologische Durchdringungsraten im aktuellen Szenario

Technologie	Durchdringungsrate
Photovoltaik	36 %
Batteriespeicher	47 % (der PV-Haushalte)
Elektroautos	12 %
Wärmepumpen	15 %

Die individuelle Dimensionierung der installierten Photovoltaikanlagen sowie die Bestimmung der zugehörigen Einspeisevergütungen erfolgen nicht pauschal, sondern datengetrieben auf Basis des Marktstammdatenregisters. Unter Rückgriff auf den zuvor beschriebenen Datensatz aller rechtlich geeigneten PV-Anlagen und deren Vergütungen

aus Kapitel 4.1 wird ein Algorithmus zur repräsentativen Stichprobenziehung eingesetzt, um eine realistische Verteilung für die Siedlung zu generieren. Hierbei werden aus dem Datensatz Anlagen mit einer Leistung zwischen 4 kWp und 20 kWp nach ihrer Größe sortiert und in gleichmäßige Quantile unterteilt. Die Anzahl dieser Quantile entspricht dabei der berechneten Zielmenge an Photovoltaikanlagen im Quartier. Bei einer Siedlungsgröße von 50 Haushalten und einer Durchdringungsrate von 36 Prozent wird der Datensatz folglich in 18 Quantile aufgeteilt. Aus jedem Quantil wird anschließend eine Anlage für das Quartier zufällig gezogen. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass die statistische Verteilung der simulierten Erzeugungsleistungen dem realen deutschen Durchschnitt entspricht. Analog zur Dimensionierung der Erzeugungsanlagen wird auch die Größe der Batteriespeicher realitätsnah abgebildet. Um die gängige Praxis bei Neuinstallationen widerzuspiegeln, greift die Simulation auf eine gekoppelte Dimensionierung zurück, bei der die nutzbare Speicherkapazität in kWh der installierten Leistung der Solaranlage in kWp entspricht. Das Ergebnis ist eine heterogene Quartiersstruktur, die den tatsächlichen Status quo deutscher Siedlungsgebiete abbildet.

Die Simulation dieses aktuellen Basisszenarios offenbart die bereits vorhandenen Synergiepotenziale einer solchen heterogenen Anlagenstruktur. Eine Betrachtung der resultierenden Energieströme sowie der ökonomischen Kenngrößen verdeutlicht den Mehrwert des Energy Sharings gegenüber dem ungesteuerten Einzelbetrieb. In Tabelle 5 sind die wichtigsten Ergebnismerte der Jahressimulation vergleichend dargestellt. Der absolute Stromverbrauch der gesamten Siedlung beläuft sich dabei auf 258.837 kWh, dem eine lokale Photovoltaik-Erzeugung von rund 159.788 kWh gegenübersteht.

Tabelle 5 Simulationsergebnisse der aktuellen Einfamilienhaussiedlung (Jahreswerte)

Kenngröße	Basisszenario	Sharing-Szenario	Veränderung
Autarkiegrad	16,0 %	18,3 %	+ 2,3 Prozentpunkte
Eigenverbrauchsanteil	27,6 %	31,3 %	+ 3,7 Prozentpunkte
Netzbezug	218.466 kWh	212.617 kWh	- 5.849 kWh (-2,8 %)
Netzeinspeisung	115.070 kWh	109.142 kWh	- 5.928 kWh (-5,4 %)
Geteilte Energie	-	6.660 kWh	+ 6.660 kWh
Gesamtkosten	46.410 €	44.731 €	- 1.679 € (-3,8 %)
Trafo LoL	10,3 min	10,3 min	- 0,0 min (- 0,0 %)

Wie die Gegenüberstellung zeigt, führt die Vernetzung der Haushalte in Verbindung mit den steuerbaren Speichern zu einer Erhöhung der gemeinschaftlichen Autarkie um 2,3 Prozentpunkte auf 18,3 %. Gleichzeitig steigt die lokale Verwertungsquote des erzeugten Solarstroms, ablesbar am Eigenverbrauchsanteil, um 3,7 Prozentpunkte an. Innerhalb des Quartiers werden im Jahresverlauf rund 6.660 kWh Strom zwischen den Anwohnern ausgetauscht. Diese gesteigerte lokale Nutzung reduziert den teuren Netzbezug um fast 6.000 kWh und mindert zeitgleich die Netzeinspeisung um einen ähnlichen Wert. Finanziell resultiert diese energetische Optimierung in einer jährlichen Ersparnis von knapp 1.700 € für die gesamte Siedlung. Mit Blick auf die lokalen Netzzurückwirkungen bleibt ein Entlastungseffekt in diesem Szenario jedoch aus.

Um die Verteilung dieser finanziellen und energetischen Vorteile auf die einzelnen Haushalte im Quartier detaillierter zu analysieren, werden im Folgenden die Haushalte mit den höchsten individuellen Einsparungen genauer betrachtet. Hierbei illustriert die nachfolgende Darstellung zunächst die zehn profitabelsten Haushalte mit eigener

Photovoltaikanlage. Das Balkendiagramm stellt die jährliche Kosteneinsparung durch das Energy Sharing den jeweils in das Quartiersnetz eingespeisten Strommengen gegenüber. Auf der horizontalen Achse sind zudem die installierte Anlagenleistung sowie die jeweilige staatliche Einspeisevergütung der Haushalte aufgetragen.

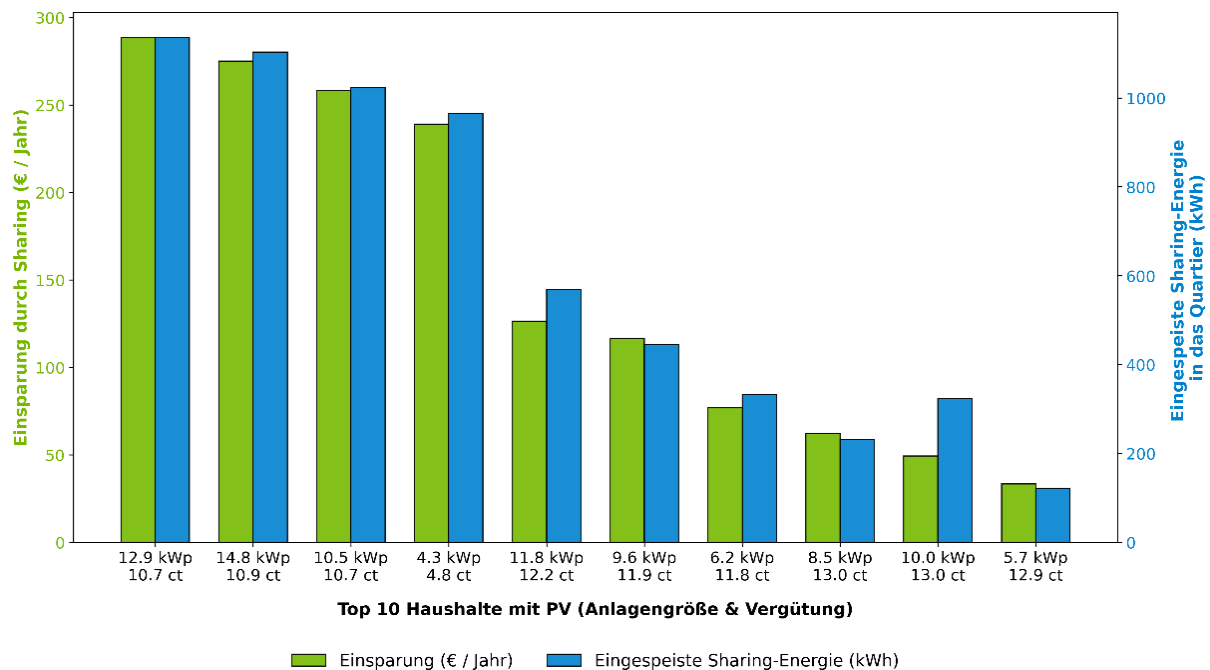


Abbildung 34: Top 10 der PV-Haushalte nach jährlicher Einsparung durch Energy Sharing

Die Ergebnisse verdeutlichen den Einfluss der gesetzlichen Einspeisevergütung sowie der eingebrachten Strommenge auf den finanziellen Profit der Anlagenbetreiber:innen. Es fällt auf, dass vorwiegend große Erzeugungsanlagen mit einem geringen festen Vergütungssatz die höchsten Ersparnisse erzielen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für Neuanlagen oder deklassierte Alt-Anlagen der Verkaufspreis im lokalen Quartiersnetz deutlich über der regulären Einspeisung in das Stromnetz liegt, weshalb der Absatz über das Sharing äußerst lukrativ ist. Im Umkehrschluss profitieren Bestandsanlagen mit hohen Vergütungssätzen weniger von der lokalen Vermarktung, da der Quartierspreis diesen garantierten Erlös in der Regel nicht übersteigt und die Stromabgabe an das öffentliche Netz für sie lohnender bleibt. Einen weiteren zwingenden Faktor für hohe Sharinggewinne stellt eine deutliche Überdimensionierung der PV-Anlage im Verhältnis zum Hausverbrauch dar, da nur so ausreichende Erzeugungsspitzen entstehen, welche nicht unmittelbar selbst verbraucht oder gespeichert werden können und in das Quartiersnetz abgeleitet werden.

Auf der anderen Seite profitieren reine Verbraucherhaushalte ohne eigene Erzeugungsanlagen in geringem Ausmaß von der lokal erzeugten Überschussenergie. Die folgende Grafik zeigt die zehn reinen Konsumentenhaushalte, welche die höchste finanzielle Ersparnis durch das Sharing erzielen. Analog zur vorherigen Grafik wird hier die jährliche Einsparung dieses Mal der aus dem Quartier bezogenen Gesamtstrommenge gegenübergestellt. Die horizontale Achse referenziert den summierten Jahresstromverbrauch sowie das Vorhandensein von Großverbrauchern in Form von Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen.

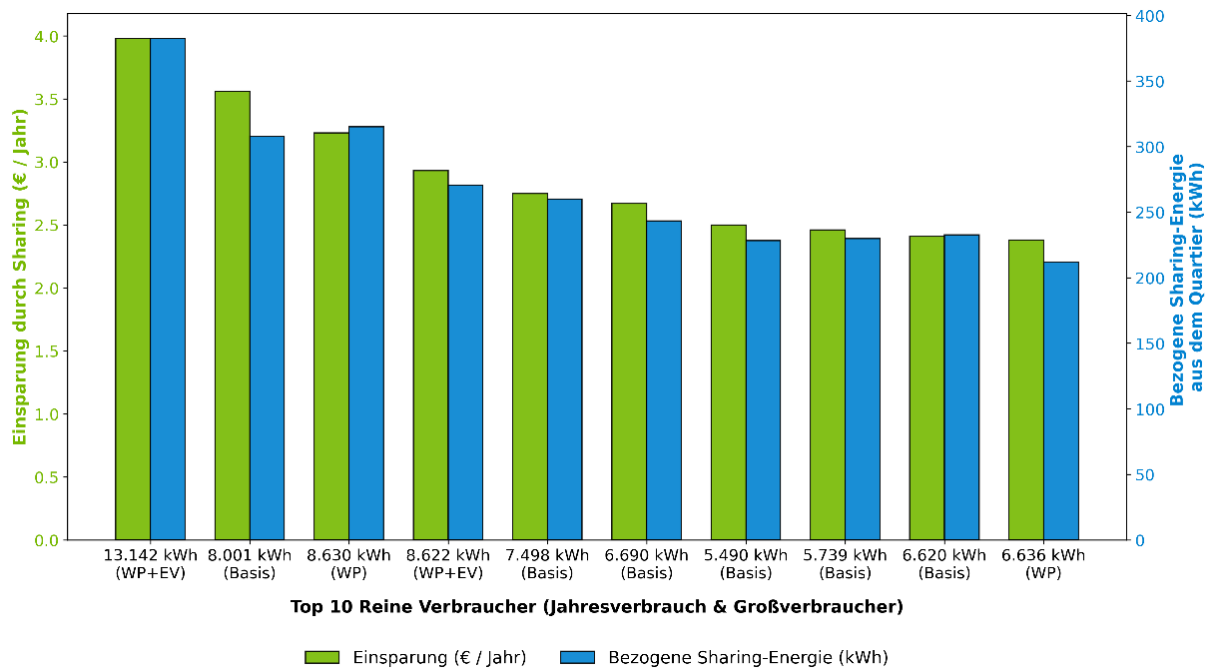


Abbildung 35: Top 10 der reinen Verbraucherhaushalte nach jährlicher Einsparung durch Energy Sharing

Aus der Darstellung lässt sich eine Korrelation zwischen der Menge der bezogenen Sharing-Energie und der absoluten Höhe der jährlichen Ersparnis erkennen. Haushalte mit einem hohen Gesamtverbrauch weisen naturgemäß auch die stärksten Bezugsmengen aus dem Quartiersnetz auf und realisieren somit die höchsten Einsparungen unter der reinen Abnehmerschaft. Auffallend ist zudem das deutlich abweichende Niveau der finanziellen Vorteile im Vergleich zu den Erzeuger:innen. Während die Prosumer jährliche Einsparungen im mittleren dreistelligen Bereich erzielen, gipfeln die maximalen Ersparnisse der Konsument:innen lediglich im äußerst niedrigen einstelligen Bereich von nicht einmal vier Euro. Dieses Ungleichgewicht stammt aus dem angewandten Preisbildungsmechanismus der Energy-Sharing-Simulation. Der in der Simulation generierte und lokal angebotene Sharingpreis ordnet sich stets nur knapp unterhalb des regulären Tarifpreises für konventionellen Netzstrom ein. Dies liegt daran, dass immer die teuerste, aktiv am Sharing beteiligte Erzeugungsanlage den Sharingpreis bestimmt und dieser somit immer nur knapp unterhalb des Netzstrompreises liegt. In Konsequenz bleibt die Realeinsparung für den verbrauchenden Akteur im niedrigen Euro-Gebiet. Der monetäre Mehrwert der lokalen Energie bleibt in diesem Fall auf Seite der Erzeugung gebunden. Es muss angemerkt werden, dass alternative Preisbildungsmodelle die Verteilung der Einsparung anders gestalten können und diese Asymmetrie kein fundamentales Problem von Energy Sharing ist. Der gewählte Sharing Algorithmus zielt nur darauf ab, in jedem Zeitschritt die maximal wirtschaftlich mögliche Energiemenge zu verteilen und berücksichtigt nicht eine faire Verteilung der Vorteile auf alle Verbraucher:innen.

Um der Problematik der geringen Handelsmengen zu begegnen, werden in weiteren Simulationsdurchläufen Szenarien untersucht, in denen die Handelsbarrieren durch Rabatte auf die geteilten Strommengen gesenkt werden. Dabei wird die in Kapitel 2.2 beschriebene Stromsteuererleichterung in Höhe von 2,05 ct/kWh angewendet und ein fiktiver Sharing-Rabatt von 6 ct/kWh simuliert. Dadurch vergrößert sich der wirtschaftliche Spielraum stufenweise, sodass es in deutlich mehr Zeitintervallen möglich sein wird, den

Strom für beide Seiten profitabel zu teilen. Die Ergebnisse dieser Simulation sind in Tabelle 6 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 6 Simulationsergebnisse der Einfamilienhaussiedlung mit Sharing-Rabatt

Kenngroße	Sharing-Szenario (ohne Rabatt)	Sharing-Szenario (2,05 ct Rabatt)	Sharing-Szenario (6,0 ct Rabatt)
Autarkiegrad	+ 2,3 Prozentpunkte	+ 4,0 Prozentpunkte	+ 8,6 Prozentpunkte
Eigenverbrauchs- anteil	+ 3,7 Prozentpunkte	+ 6,5 Prozentpunkte	+ 14,2 Prozentpunkte
Netzbezug	- 5.849 kWh (-2,8 %)	- 10.260 kWh (- 4,9 %)	- 22.400 kWh (- 11,4 %)
Netzeinspeisung	- 5.928 kWh (-5,4 %)	- 10.371 kWh (- 9,9 %)	- 22.636 kWh (- 24,5 %)
Geteilte Energie	+ 6.660 kWh	+ 11.431 kWh	+ 25.012 kWh
Gesamtkosten	- 1.679 € (-3,8 %)	- 2.654 € (-6,1 %)	- 4.957 € (- 12,0 %)
Trafo LoL	- 0,0 min (- 0,0 %)	- 0,0 min (- 0,0 %)	- 0,0 min (- 0,0 %)

Wie die Gegenüberstellung zeigt, führt bereits die Verringerung der Abgaben durch die Stromsteuererleichterung auf den geteilten Strom zu einer Mobilisierung der vormals ungenutzten Sharing-Potenziale. Die Menge der innerhalb des Quartiers geteilten Energie steigt von 6.660 kWh auf 11.431 kWh an. Wird der Rabatt auf 6,0 ct/kWh erhöht, steigt das lokale Handelsvolumen weiter an und erreicht 25.012 kWh, was nahezu einer Vervierfachung gegenüber dem Basisszenario ohne Rabatt entspricht. Dieser Anstieg spiegelt sich in den Leistungskennzahlen wider. Im 6,0 ct-Szenario wächst der gemeinschaftliche Autarkiegrad um 8,6 Prozentpunkte, gegenüber einem Zuwachs von 4,0 Prozentpunkte bei 2,05 ct-Rabatt, während der Eigenverbrauchsanteil des Quartiers sogar um 14,2 Prozentpunkte zunimmt. Dementsprechend sinken sowohl der Strombezug aus dem übergeordneten Netz als auch die Überschusseinspeisung massiv um jeweils über 22.000 kWh ab. In ökonomischer Hinsicht führt die Befreiung von der Stromsteuer zu einer Kosteneinsparung von 2.654 € gegenüber dem Basisszenario. Im 6,0 ct-Szenario steigen diese Einsparungen auf 4.957 € an. Dieses Ergebnis belegt, dass Energy Sharing seine eigentliche Hebelwirkung auf den lokalen Verbrauch erst entfalten kann, wenn die internen Handelsanreize durch reduzierte Abgaben auf den geteilten Strom vergrößert werden. Nur wenn die Clearing-Preise für die Erzeugerseite oftmals über den regulären Einspeisevergütungen liegen, wird eine marktorientierte Mengenmaximierung der lokalen Energieverwendung erreicht.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Konzept des Energy Sharings unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen bereits moderat lukrativ ausfällt. Mit einer anfänglichen jährlichen Kosteneinsparung von knapp 1.700 € über alle 50 Haushalte, was auf einen arithmetischen Durchschnitt von rund 34 € pro Haushalt entfällt, zeigt die Quartiersvernetzung einen ersten grundlegenden Mehrwert. Die detaillierte Analyse offenbart jedoch eine Schwachstelle in der simulierten Anreizstruktur. Der angewandte Preisbildungsmechanismus begünstigt die Produzentenseite stark und lässt reine Verbraucher ökonomisch weitestgehend unberücksichtigt, da der simulierte lokale Strompreis oftmals nur minimal unterhalb des regulären Netzstromtarifs liegt.

Die simulierten Szenarien verdeutlichen, dass monetäre Anreize das Energy Sharing vorantreiben können. Ein Steuererlass von 2,05 ct/kWh macht das Konzept bereits deutlich attraktiver und das Szenario mit 6,0 ct/kWh Rabatt steigert diese Attraktivität nochmal. Durch solche finanziellen Anreize wird die lokale Bereitstellung von Überschussstrom für

Erzeuger:innen wirtschaftlich überaus sinnvoll. Folglich vervielfacht sich die geteilte Strommenge und die Gesamtkosten der Gemeinschaft sinken.

6.3 Szenario Zukünftige Einfamilienhaussiedlung

Aufbauend auf der Analyse des gegenwärtigen Zustands wird in einem abschließenden Szenario die Entwicklung der Einfamilienhaussiedlung in der nahen Zukunft um das Jahr 2030 simuliert. Zielsetzung ist es, die Auswirkungen einer deutlich fortgeschrittenen Sektorenkopplung und eines weiteren Ausbaus dezentraler Erzeugungs- und Speichertechnologien zu quantifizieren. Die Parametrisierung der Durchdringungsraten stützt sich hierbei auf aktuelle Umfragedaten und Prognosen [84], [86]. Gemäß diesen Erhebungen weisen Hausbesitzer:innen eine hohe Investitionsbereitschaft auf, weshalb für dieses Szenario signifikant gestiegene Ausstattungsquoten angesetzt werden.

Tabelle 7 Angesetzte technologische Durchdringungsraten im Zukunftsszenario

Technologie	Zukünftige Durchdringungsrate
Photovoltaik	70 %
Batteriespeicher	80 % (der PV-Haushalte)
Elektroautos	41 %
Wärmepumpen	38 %

Die individuelle Dimensionierung der Photovoltaikanlagen erfolgt methodisch analog zum aktuellen Basisszenario über eine repräsentative Stichprobenziehung aus den Marktstammdaten. Eine Neuerung betrifft jedoch die Abbildung der Einspeisevergütungen. Um das zukünftige Marktgeschehen realitätsgetreu abzubilden, berechnet der Zuteilungsalgorithmus auf Basis des Inbetriebnahmedatums der PV-Anlagen das Anlagenalter im simulierten Zieljahr, hier 2030. Überschreitet eine Anlage die gesetzliche Förderdauer von 20 Jahren, wird sie als ausgeförderte Anlage klassifiziert. Bei diesen Bestandsanlagen entfällt die hohe Vergütung und es wird ein reduzierter Erlös angesetzt, welcher gemäß Kapitel 4.1 im Durchschnitt auf 4,84 ct/kWh beziffert wird. Für die Batteriespeicher wird beibehalten, dass sich deren Kapazität direkt an der Leistung der neu zugeordneten Photovoltaikanlagen orientiert. Die Ergebnisse der Simulation dieses stark elektrifizierten Quartiers zeigen die Zunahme der Energieflüsse sowie die Rolle, die Energy Sharing in zukünftigen Verteilnetzen einnehmen kann. Tabelle 8 fasst die Simulationsergebnisse zusammen. Der absolute Strombedarf der Siedlung steigt bedingt durch die Verbreitung von Wärmepumpen und EVs auf über 320.000 kWh an. Demgegenüber steht eine verdoppelte lokale PV-Erzeugung von annähernd 322.000 kWh, womit das Quartier bilanziell nahezu ausgeglichen ist.

Tabelle 8 Simulationsergebnisse der zukünftigen Einfamilienhaussiedlung (Jahreswerte)

Kenngröße	Basisszenario	Sharing-Szenario	Veränderung
Autarkiegrad	37,2 %	43,9 %	+ 6,0 Prozentpunkte
Eigenverbrauchsanteil	40,4 %	47,9 %	+ 4,8 Prozentpunkte
Netzbezug	204.767 kWh	182.810 kWh	- 21.957 kWh (- 12,0 %)
Netzeinspeisung	190.806 kWh	166.921 kWh	- 23.885 kWh (- 14,3 %)
Geteilte Energie	-	32.997 kWh	+ 32.997 kWh
Gesamtkosten	46.927 €	40.536 €	- 6.391 € (- 15,8 %)
Trafo LoL	133,5 min	116,0 min	- 17,5 min (- 15,1 %)

Trotz der identischen Marktregeln wie im aktuellen Szenario ohne Subventionen entfaltet sich hier eine stärkere energetische Hebelwirkung durch das Energy Sharing. Dies ist auf die gestiegene Anzahl ausgeförderter Altanlagen im Bestand zurückzuführen. Für diese Anlagenbetreiber:innen bildet der gesunkene externe Marktwert von nur knapp 5 ct/kWh einen starken Verkaufsdruck am lokalen Markt. Zusammen mit der angestiegenen elektrischen Last durch die vielen neuen teils flexiblen Verbraucher entsteht ein liquider Binnenmarkt, in dem sich nun circa 33.000 kWh Strom wirtschaftlich sinnvoll vermitteln lassen. In der Folge können der Netzbezug um knapp 22.000 kWh und die Netzeinspeisung um beinahe 24.000 kWh reduziert werden. Der gemeinschaftliche Autarkiegrad steigt über die 40-Prozent-Marke. In monetärer Hinsicht summieren sich die Einsparungen der Siedlungsbewohner:innen auf gut 6.000 € pro Jahr. Zusätzlich wird der simulierte Trafo entlastet, da die PV-Einspeisespitzen durch die Bereitstellung von mehr Pufferkapazität durch nachbarliche Heimspeicher abgeflacht werden. Das Resultat manifestiert, dass sich ESCs mit fortschreitender Alterung des PV-Bestands immer stärker aus eigener Kraft heraus wirtschaftlich legitimieren können, da das reine Einspeisen aus Sicht der Prosumer zunehmend unwirtschaftlich wird.

Die zeitliche Entwicklung dieser finanziellen Vorteile über das Jahr hinweg wird in Abbildung 36 verdeutlicht. Das Liniendiagramm stellt die kumulierten Gesamtkosten des Basis- und des Sharing-Szenarios sowie die daraus resultierenden, sukzessive anwachsenden Einsparungen gegenüber.

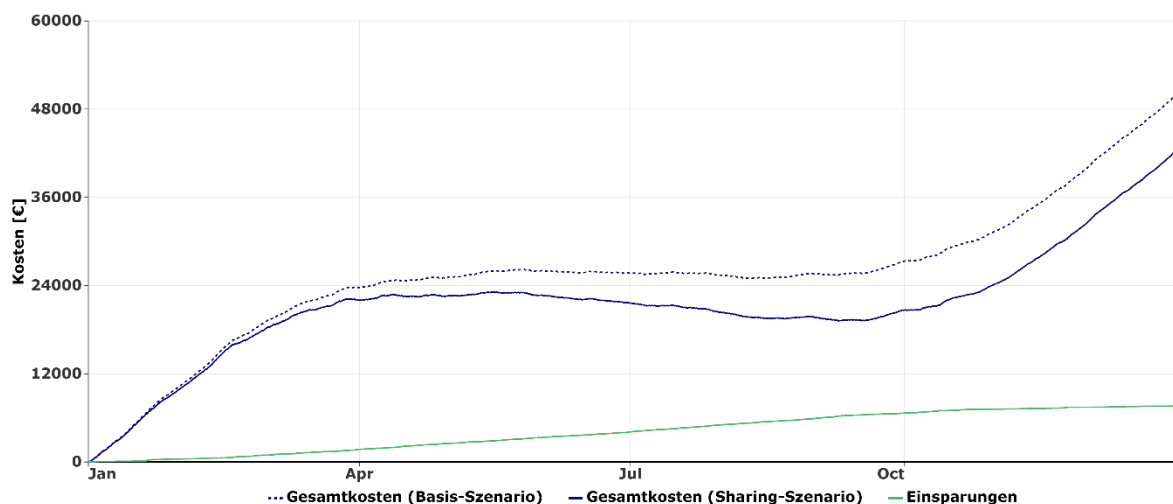


Abbildung 36: Kumulierte Kosten der 50 Haushalte mit und ohne Energy Sharing über ein Jahr (Szenario 2030)

Anhand des Kurvenverlaufs lässt sich die Saisonalität der Energiekosten und der Sharing-Effekte erkennen. In den sonnenarmen Wintermonaten verzeichnen die kumulierten Kosten aufgrund des hohen Heizenergiebedarfs der Wärmepumpen und der niedrigen PV-Erzeugung den stärksten Anstieg. In den Sommermonaten flacht die Kostenkurve hingegen deutlich ab und sinkt zeitweise sogar leicht, da die PV-Überschüsse Einspeiseerlöse generieren, welche die laufenden Bezugskosten überkompensieren. Die kumulierten Einsparungen durch das Energy Sharing wachsen zwar kontinuierlich über das gesamte Jahr hinweg an, jedoch ist der Zuwachs in den Übergangsjahreszeiten sowie im Sommer besonders stetig. In diesen Phasen treffen die hohe solare Erzeugung und der Verbrauch im Quartier aufeinander, wodurch der kostenintensive Netzbezug substituiert, und die Wirtschaftlichkeit der Energiegemeinschaft maximiert wird.

Neben den kaufmännischen Vorteilen zeigt die Betrachtung der physischen Netzaustauschleistung für das Zukunftsszenario auch einen netzentlastenden Effekt. Wie in Tabelle 8 dargelegt, sinkt die Alterung des Transformators im Szenario mit Sharing im Vergleich zum Basisszenario um über 15 %. Die Ursache für die verringerte Transformatorbelastung lässt sich durch eine Betrachtung der gemittelten Residuallast erklären. Abbildung 37 visualisiert die Last am Netzanschlusspunkt für einen gemittelten Tag des Jahres.

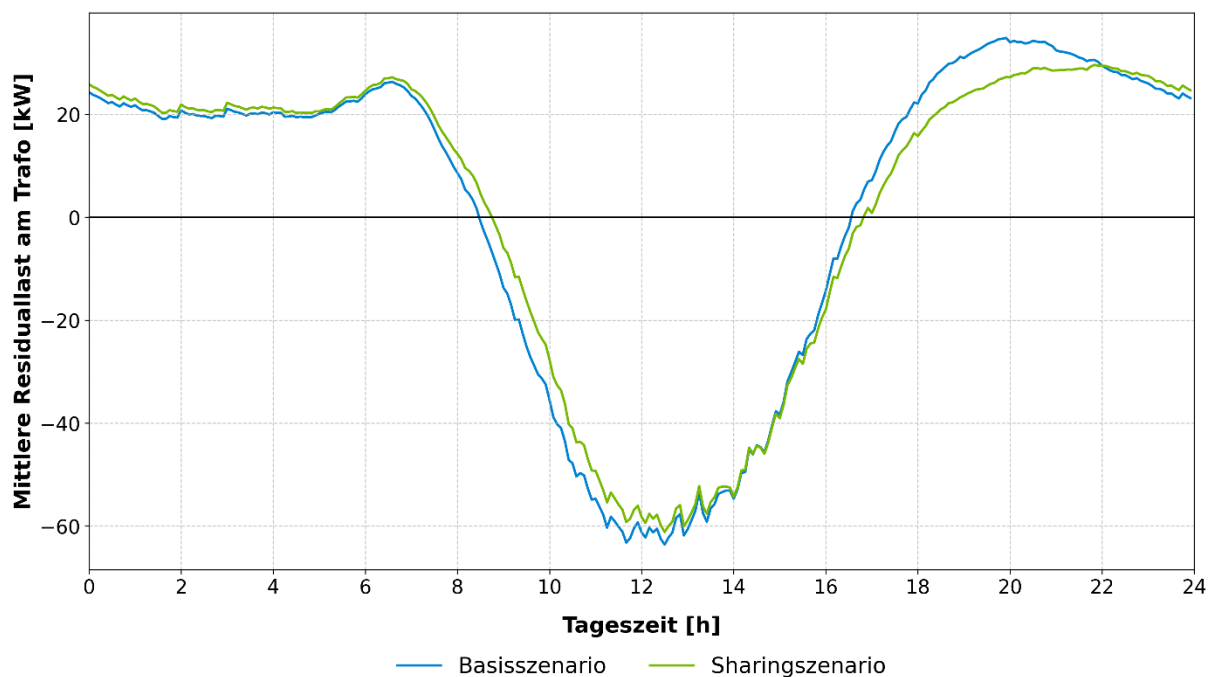


Abbildung 37: Gemitteltes Tagesprofil der Residuallast am Transformator der Siedlung im Basis- sowie Sharing-Szenario im Jahr 2030

Der Kurvenverlauf verdeutlicht die veränderte Betriebsweise der Batteriespeicher. Im Basisszenario laden und entladen sich die Heimspeicher ausschließlich zum Zweck der individuellen Eigenverbrauchsoptimierung. Beim Sharing hingegen werden PV-Überschüsse auch an die Batterien benachbarter Haushalte weitergegeben. Gegenüber dem Basisszenario erhöht sich dadurch die lokal aufgenommene Energiemenge bis circa 14 Uhr, was den Mittagspeak miteinschließt. Die Folge ist eine gedämpfte Einspeisung zu diesen Peak-Zeiten am Mittag. Nach 14 Uhr sind die Batterien im Sharing-Szenario durchschnittlich voller als im Basisszenario, wodurch sich die Netzeinspeisung erhöht. Zu

diesen Zeiten ist die absolute Netzeinspeisung in beiden Szenarien allerdings nicht mehr im Maximalbereich. Da die Trafoalterung maßgeblich durch die Maximallasten bestimmt wird, ist diese nachmittäglich und abendliche höhere Netzeinspeisung im Sharing-Szenario nicht so entscheidend wie die Reduzierung des mittäglichen Peaks. Folglich wird die Trafoalterung reduziert. Am Abend des realistischen Zukunftsszenarios zeigt sich eine analoge Entlastungsdynamik. Die durch das kollektive Teilen geladenen Speicher stehen in den frühen Abendstunden zur gemeinsamen Versorgung bereit. Haushalte mit Nachfrage können ihren Strombedarf aus den Batterien der Nachbarn decken, anstatt diesen aus dem Netz zu beziehen. Das Tagesprofil zeigt, dass die grüne Kurve des Sharing-Szenarios in den Abendstunden dauerhaft unterhalb der blauen Basiskurve verbleibt. Somit ist der Netzbezug geringer und die Transformatorbeanspruchung zu diesen Zeiten kleiner. Erst spät in der Nacht, wenn die absolute Last schon gesunken ist, übersteigt die Residuallast des Sharing-Szenarios wieder die des Basisszenarios.

Es gilt zu beachten, dass der Zeitpunkt, wann der Verlauf der Netzeinspeisung des Sharing-Szenarios am Mittag den Verlauf der Netzeinspeisung des Basis-Szenarios schneidet, von der gesamten in der ESC installierten Speicherkapazität, beziehungsweise der gesamten installierten Flexibilität abhängt. Wenn diese geringer als die im obigen Szenario untersuchte Kapazität ist, kann sich der mittägliche Schnittpunkt beider Szenarien vor den Einspeisepeak verschieben, wodurch das Energy Sharing zu einer höheren Netzbelastung führen kann. Ein Beispiel für diesen Fall ist im Anhang dargestellt (Seite 80). Hier wurde das gleiche Zukunftsszenario simuliert, allerdings wurden die Kapazitäten aller Speicher pauschal auf 5 kWh gesetzt. Als Ergebnis sind die kleinen Speicher durch den geteilten Strom bereits vormittags und schneller als im Basisszenario vollgeladen und können den Mittagspeak schlechter abpuffern als ohne Energy Sharing.

Um das aus dieser Batteriedynamik resultierende physische Entlastungsprofil des Transformators im Jahresgeschehen zu bewerten, zeigt Abbildung 38 die nach Größe sortierten Residuallasten des Basis- und Sharing-Szenarios für alle Stunden des Jahres. Zusätzlich wird die Differenz beider Jahresdauerlinien gezeigt, um zu erkennen, welche Belastungsgrößen sich in den Szenarien unterscheiden. Methodisch bedingt stellt die im unteren Teildiagramm gezeigte Differenz der absteigend sortierten Dauerlinien keinen chronologischen Vergleich identischer Jahresstunden dar, sondern veranschaulicht die Verschiebung in der statistischen Häufigkeitsverteilung der Transformatorbelastung.

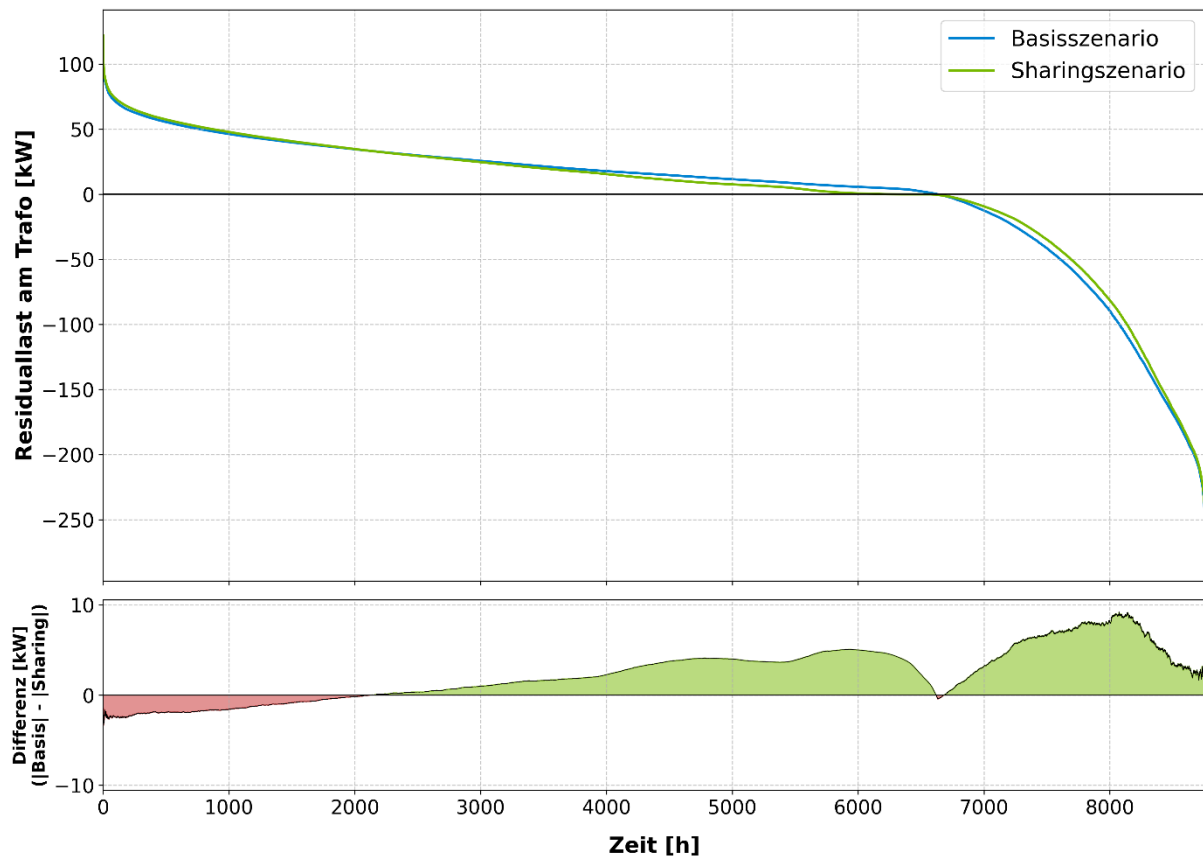


Abbildung 38: Jahresdauerlinie der Residuallast am Transformator sowie die zugehörige absolute Differenz der Transformatorbelastung (Szenario 2030)

Betrachtet man die im unteren Teildiagramm dargestellte Differenz von links nach rechts, also von den höchsten Bezugslasten zu den stärksten Einspeiseleistungen, zeigen sich mehrere Zonen. Dabei ist zu beachten, dass für die thermische Alterung des Transformators ausschließlich die Randbereiche dieser Darstellung ausschlaggebend sind, da hier die höchsten Lasten auftreten. In der implementierten Trafoalterungsberechnung steigt die Alterungsrate exponentiell mit der Last. Daher wirken Extremlasten, als Bezug oder als Einspeisung, überproportional stark auf die Gesamalterung. Den Bereichen in der Mitte der Differenzkurve, also bei moderaten Belastungen, kommt hingegen ein geringeres Gewicht zu.

Am linken Rand der Differenzkurve (0 h – ca. 2.100 h) zeigt sich ein roter Bereich, der auf eine Mehrbelastung bei den höchsten Bezugsspitzen hinweist. Diese Extremereignisse entstehen, wenn hohe Lasten durch Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen auftreten und die Batteriespeicher in diesen Stunden bereits entleert sind. Dies geschieht im Sharing-Szenario häufiger, da Speicher durch die Community schneller entladen werden, als wenn sie, wie im Basisszenario, autark betrieben werden. Darauf folgt ein grüner Bereich (ca. 2.100 h – ca. 6.700 h) über den moderaten bis hohen Bezugslasten, in dem das Sharing den Transformator durch die kooperative Entladung der Batterien in der Community entlastet. Der anschließende methodisch bedingte Übergangsbereich (ca. 6.700 h) um den Nulldurchgang entsteht dadurch, dass die Gesamtzahl an Bezugsstunden im Sharing-Szenario sinkt und die grüne Dauerlinie früher die Nulllinie kreuzt. Am rechten Rand, im Einspeisebereich, schließt sich erneut ein grüner Abschnitt an. Auch die mittleren bis starken Rückspeiseleistungen werden durch die lokale Aufnahme der PV-Überschüsse in Nachbarsbatterien gedämpft. In den Einspeisespitzen sinkt die

Differenz der Leistungen zwischen Basis- und Sharing-Szenario wieder etwas, bleibt jedoch erhalten.

Da die maximale Einspeiselast (ca. 250kW, rechte Seite) die höchste Netzbezugslast (ca. 100 kW, linke Seite) übersteigt, bestimmt diese die Trafoalterung. Wie erläutert, dämpft das Sharing diese Einspeisespitzen und reduziert somit die Trafoalterung. Das Gesamtergebnis manifestiert sich in der gemessenen Reduktion der Transformatoralterung um 15,1 %.

7 Schlussbetrachtung

Nach der Auswertung der Simulationsergebnisse in den verschiedenen Quartiers-Szenarien führt dieses abschließende Kapitel die zentralen Erkenntnisse der Arbeit zusammen. Dabei werden die ermittelten ökonomischen und technischen Potenziale von Energy Sharing zunächst im Rahmen einer Diskussion reflektiert und methodische Grenzen des Modells aufgezeigt. Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse.

7.1 Kritische Diskussion

Im Folgenden werden einige Annahmen und Ungenauigkeiten des Simulationsmodells kritisch diskutiert.

Die Modellierung der Elektrofahrzeuge geht davon aus, dass sämtliche Ladevorgänge ausschließlich am Wohnort stattfinden. Das Laden am Arbeitsplatz oder an öffentlichen Ladestationen bleibt unberücksichtigt, wodurch die simulierte Ladeenergie am Hausanschluss tendenziell überschätzt wird. Zudem werden alle Fahrzeuge mit identischer Batteriekapazität und einheitlicher Wallbox-Leistung modelliert, obwohl die reale Fahrzeugflotte eine Diversifizierung aufweist. Ersteres führt durch einen höheren Verbrauch zu einer leichten Überschätzung des Sharing-Potenzials und zweites hat keine nennenswerte Auswirkung auf das Sharing-Potenzial, da die Fahrten und somit die tatsächlich verbrauchte Energiemenge stark variieren.

Ein weiterer Kritikpunkt betrifft die fehlende Lastverschiebung der flexiblen Verbraucher im Sharing-Szenario. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge beziehen zwar im Rahmen des Sharing-Algorithmus Community-Strom, wenn dieser zeitgleich mit ihrem Verbrauch verfügbar ist, verschieben ihre Lasten jedoch nicht aktiv in Zeiten mit erhöhtem Community-Überschuss. Die Ladeoptimierung der Elektrofahrzeuge orientiert sich ausschließlich am Netzstrompreis und verschiebt die Netzladung in die günstigsten Stunden, ohne den erwarteten Sharing-Überschuss zu berücksichtigen. Da dieser überwiegend tagsüber durch PV-Erzeugung anfällt, die Fahrzeuge tagsüber an Werktagen jedoch in der Regel nicht zuhause sind, ist das Lastverschiebungspotenzial in diesem Bereich als gering einzuschätzen. An Wochenenden, wenn die Fahrzeuge häufiger verfügbar sind, sowie in den frühen Abendstunden, wenn Heimspeicher der Nachbarn entladen werden, besteht hingegen ein nutzbares Zeitfenster für die Lastverschiebung der EV-Ladung. Eine Sharing-bewusste Ladelogik müsste den prognostizierten Community-Überschuss in die Kostenoptimierung einbeziehen und die Netzladung auch zugunsten günstigeren Sharing-Stroms verschieben, sofern das Fahrzeug zu den entsprechenden Zeiten verfügbar ist.

Auch die Wärmepumpen verschieben ihre Lasten in der Simulation nicht aktiv in Zeiten mit Community-Überschuss. Eine solche Logik müsste sicherstellen, dass die Solltemperaturen der Wärmespeicher nur dann angehoben werden, wenn tatsächlich ein zukünftiger Wärmebedarf besteht, da ein unnötiges Aufheizen bei Verfügbarkeit von Sharingstrom lediglich zu erhöhten Speicherverlusten führen würde. Da der Heizbedarf im Winter am höchsten ist, während Sharing-Strom überwiegend im Sommer zur Verfügung steht, ist eine wirksame Lastverschiebung vor allem in den Übergangszeiten und ganzjährig für die Trinkwarmwasserbereitung zu erwarten. Es ist dennoch eine merkliche Steigerung der geteilten Strommenge zu erwarten, da Wärmepumpen einen großen Anteil des Gesamtverbrauches ausmachen, und diese durch die thermische Speicherung des Stromes besonders flexibel sind.

Der implementierte Preisbildungsmechanismus berechnet den Sharing-Preis als Mittelwert zwischen der höchsten Einspeisevergütung der teilnehmenden Verkäufer:innen und dem

aktuellen Spotmarktpreis. Diese Methode benachteiligt reine Verbraucherhaushalte, da der interne Preis stets nur geringfügig unter dem Netzstrompreis liegt und der monetäre Anreiz für Konsumenten minimal ausfällt. Ein differenzierterer Ansatz könnte die Preisbildung an das Verhältnis von Angebot und Nachfrage innerhalb der Community koppeln, sodass bei hohem Überschuss der Preis stärker sinkt und bei Knappheit steigt. In der Realität können Energiegemeinschaften die Preise frei untereinander vereinbaren und beispielsweise genossenschaftliche Festpreise oder zeitvariable Tarife nutzen, die den Mehrwert des lokalen Stroms gleichmäßiger auf Erzeuger:innen und Verbraucher:innen verteilen.

In Bezug auf die zeitliche Auflösung arbeitet das Simulationsmodell mit einer einminütigen Zeitschrittweite, während die gesetzliche Abrechnung des Energy Sharings eine Bilanzierung in 15-Minuten-Intervallen vorsieht. Diese gröbere Auflösung erfordert keine minutengenaue Übereinstimmung von Erzeugung und Verbrauch. Durch die Mittelung über 15 Minuten werden kurzzeitige Lastspitzen geglättet, sodass Erzeugung und Verbrauch nicht minutengenau übereinstimmen müssen, um als geteilte Energie bilanziert zu werden. Es ist daher zu erwarten, dass die in der Praxis teilbare Energiemenge tendenziell höher ausfällt als in der simulierten minutengenauen Bilanzierung. Für eine Simulation des physischen Stromflusses ist diese hohe zeitliche Auflösung allerdings von Vorteil. So können kurzzeitige Lastspitzen am Trafo erkannt werden und auch die Grundlage für eine mögliche Netzsimulation geschaffen werden.

Nicht berücksichtigt werden darüber hinaus die mit der Teilnahme am Energy Sharing verbundenen Kosten für die messtechnische Infrastruktur und die Beauftragung energiewirtschaftlicher Dienstleister. Diese Aufwendungen müssen sich in der Praxis durch die erzielten Einsparungen tragen und können die Wirtschaftlichkeit insbesondere kleiner Gemeinschaften einschränken.

Das Modell simuliert eine Siedlung aus 50 Haushalten. In der Realität ermöglicht § 42c EnWG die Teilnahme aller Letztverbraucher innerhalb desselben Bilanzierungsgebiets eines Verteilernetzbetreibers, unabhängig von deren räumlicher Nähe zueinander. Dies bedeutet, dass an einer realen Energiegemeinschaft potenziell wesentlich mehr Teilnehmer partizipieren können als in der Simulation abgebildet. Ein größerer und heterogenerer Teilnehmerkreis würde die statistische Diversität von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen verbessern und damit die zeitliche Überschneidung der Energieflüsse erhöhen.

Auf der netztechnischen Ebene vernachlässigt die Simulation lokale Leitungsverluste und Spannungsbandprobleme. Der Energieaustausch wird rein bilanziell verrechnet, ohne physikalische Netzrestriktionen einzelner Hausanschlüsse oder Strangleitungen zu prüfen. Die generierten Simulationsergebnisse mit den minutenaufgelösten Netzflüssen aller Haushalte könnten jedoch als Eingangsdaten für eine Netzlastflusssimulation genutzt werden, um die tatsächliche Belastung des Verteilnetzes im Nachgang zu bewerten.

Die Day-Ahead-Optimierung der Batterie- und EV-Ladeplanung unterliegt zwei gegenläufigen Vereinfachungen. Einerseits nutzt sie in der Simulation eine perfekte Vorhersage der PV-Erzeugung, der Haushaltslast, des Wärmepumpenbedarfs und der EV-Fahrprofile, was zu unrealistisch guten Lade- und Entladeentscheidungen führt, da diese Prognosen in der Praxis erheblichen Unsicherheiten unterliegen. Andererseits ist der Planungshorizont auf einen festen 24-Stunden-Block beschränkt, der nicht fortlaufend aktualisiert wird. Die EV-Ladeplanung berücksichtigt ausschließlich Fahrten des aktuellen Tages und kann Fahrten am frühen Morgen des Folgetages nicht einbeziehen. Für die Batterie kann die Verschiebung der Entladung nicht über Tagesgrenzen hinweg optimieren, sodass etwa hohe Preise in den frühen Morgenstunden des Folgetages bei der abendlichen Entladeentscheidung unberücksichtigt bleiben. Ein Rolling-Horizon-Ansatz, bei dem die

Optimierung regelmäßig mit aktualisierten, unsicherheitsbehafteten Prognosen wiederholt wird, könnte beide Effekte adressieren.

Hinsichtlich der gewählten Simulationsparameter ist anzumerken, dass die angesetzten technologischen Durchdringungsraten auf Umfragedaten des Allensbach-Instituts und Prognosen basieren. Die tatsächliche Verbreitung von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen kann regional erheblich variieren. Die Dimensionierung der Erzeugungsanlagen über eine Stichprobenziehung aus dem Marktstammdatenregister erzeugt zwar eine statistisch repräsentative Verteilung, bildet jedoch nicht die spezifische Zusammensetzung einer konkreten Siedlung ab.

Die simulierten Photovoltaikerzeugungsprofile sind sehr ähnlich, da sie auf Wetterdaten eines einzigen Standorts basieren. In der Realität können sich Energiegemeinschaften über ein ganzes Verteilnetzgebiet erstrecken. Örtliche Wetterunterschiede bedingen somit abweichende Erzeugungsprofile. Diese Diversität der Erzeugungsprofile kann die Erzeugungsspitzen entzerren. Dadurch kann in der Praxis auch bei hoher Photovoltaikdurchdringung ein Mehrwert durch das Energy Sharing entstehen, da das Stromangebot zeitlich weiter gestreut auftritt.

Das Gebäudemodell nutzt identische Nutzflächen und Zieltemperaturen für alle Häuser sowie die Außentemperaturen eines Standortes. Diese Annahmen können eine Synchronisierung der Wärmelasten bewirken. Die Wärmepumpen beziehen dadurch oft gleichzeitig Strom. In der Realität weisen Bauwerke und das Nutzerverhalten Unterschiede auf. Abweichende Wohnflächen und Isolationsstandards entzerren die Lastprofile der Wärmepumpen. Diese Diversität steigert das Potenzial für die Energieaufteilung, da der Sonnenstrom kontinuierlicher von der Gemeinschaft verbraucht wird.

Trotz der aufgeführten Einschränkungen liefert das Simulationsmodell belastbare Tendenzaussagen über das energetische und ökonomische Potenzial von Energy Sharing. Die Vereinfachungen wirken dabei in beide Richtungen. Die fehlende Flexibilisierung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, die höhere bilanziell teilbare Energiemenge bei 15-Minuten-Bilanzierung sowie der potenziell größere Teilnehmerkreis in der Realität führen zu einer eher konservativen Bewertung des Sharing-Potenzials. Gleichzeitig überschätzt die Simulation die Einsparungen durch die perfekte Vorausschau in der Ladeplanung, die fehlende Berücksichtigung von Transaktions- und Infrastrukturkosten sowie die Vernachlässigung netztechnischer Restriktionen.

7.2 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit untersuchte das ökonomische und netzdienliche Potenzial von Energy-Sharing-Modellen in Deutschland. Ziel war es zu bewerten, unter welchen Anlagenkonfigurationen und Rahmenbedingungen sich die lokale Energieteilung rentiert und welche Rückwirkungen auf das Verteilnetz entstehen. Hierfür wurden zunächst die rechtlichen sowie wirtschaftlichen Einstiegskriterien analysiert und im Anschluss ein vollumfängliches, zeitaufgelöstes MATLAB-Simulationsmodell entwickelt. Die folgende Auflistung führt die relevantesten Erkenntnisse der durchgeführten Analysen und Simulationsuntersuchungen auf.

- **Rahmenbedingungen und Anlagenpotenzial:** Mit dem geplanten § 42c EnWG wird in Deutschland das rechtliche Fundament für das Energy Sharing gelegt, auch wenn der schleppende iMSys-Rollout technisch noch limitiert. Eine Auswertung des Marktstammdatenregisters zeigt, dass eine große Menge an erneuerbaren Erzeugungsanlagen existiert, die rechtlich für das Energy Sharing geeignet sind. Dieses Potenzial findet sich zunächst vor allem in den Netzen der großen Verteilnetzbetreiber.

- **Technologieabhängige Wirtschaftlichkeit:** Ob sich das Sharing für diese rechtlich zulässigen Anlagen auch finanziell lohnt, hängt von der Technologie ab. Bei Windkraftanlagen ist dies aufgrund niedriger Opportunitätskosten fast immer der Fall. Bei Biomasseanlagen lässt sich die Rentabilität direkt über die bekannte EEG-Einspeisevergütung als Referenzwert ableiten. Bei Photovoltaikanlagen ist die Bewertung hingegen komplex, da sie stark von der zeitlichen Erzeugungs-Last-Synchronität abhängt und somit durch Systemsimulationen nachgewiesen werden muss.
- **Sensitivität der Anlagendurchdringung:** Die Simulationen der PV-Szenarien zeigen, dass sich das höchste monetäre Potenzial bei einer heterogenen Anlagenverteilung in der Gemeinschaft entfaltet. Sind bereits alle Haushalte mit PV-Anlagen und Heimspeichern ausgestattet, schrumpft der wirtschaftliche Mehrwert des Teilens auf ein Minimum, da in Erzeugungszeiten kaum lokaler Reststrombedarf besteht.
- **Hebelwirkung durch finanzielle Anreize:** Die Reduzierung von Handelsfraktionen in Form eines Sharing-Rabatts (z. B. in Höhe der Stromsteuer) bewirkt eine Steigerung der wirtschaftlich teilbaren Energiemenge.
- **Potenzial im Zukunftsszenario (2030):** In einem Quartier mit vielen (flexiblen) Verbrauchern und vielen Post-EEG-Altanlagen hat Energy Sharing sein größtes Potenzial. Wegen der stark gesunkenen Opportunitätskosten von Überschussstrom entsteht ein liquider lokaler Binnenmarkt, der die Stromkosten der Gemeinschaft um über 11 % senken kann.
- **Netzzrückwirkungen und Netzausbaukosten:** Die Auswirkungen von Energy Sharing auf die lokale Netzinfrastuktur hängen von der Verfügbarkeit von Flexibilität, insbesondere der Batteriespeicher, ab. Unter Bedingungen, wie im stark elektrifizierten Zukunftsszenario mit ausreichend großen Speichern, kann das Sharing die mittäglichen PV-Einspeisespitzen durch nachbarschaftliche Pufferung glätten und die thermische Belastung des Ortsnetztransformators um bis zu 15,1 % senken. Sind die Speicherkapazitäten in der Gemeinschaft jedoch zu gering dimensioniert, laden diese sich durch den geteilten Strom bereits frühzeitig auf. In der Folge können die kritischen PV-Spitzen zur Mittagszeit nicht mehr abgefangen werden, was zu einer höheren Netzbelastung führen kann. Da das Sharing in der Praxis rein bilanziell erfolgt und in Deutschland rechtlich in räumlich weiten Gebieten zulässig ist, fließen Strommengen physikalisch weiterhin über große Distanzen, was bedeutet, dass lokale Netzengpässe durch das Konzept allein nicht zwingend aufgelöst werden.

Anhang

Stromspeicher

Ein weiterer wichtiger Baustein für die Umsetzung des Konzeptes Energy Sharing sind Stromspeicher. Diese gleichen Erzeugung und Verbrauch aus und können so die volatile Obergrenze des Preiskorridors eines Energy-Sharing-Tarifs glätten. Die Verfügbarkeit von Stromspeichern variiert stark von Verteilnetzgebiet zu Verteilnetzgebiet. Daher wurde eine Karte erstellt, welche die kumulierte Anschlussleistung aller rechtlich geeigneten Stromspeicher in Deutschland je VNB-Gebiet darstellt. Es muss angemerkt werden, dass die Anschlussleistung keine repräsentative Größe für die Kapazität eines Akkuspeichers darstellt. Da aber die Kapazität der Akkuspeicher im Marktstammdatenregister nicht gegeben ist und die Anschlussleistung mit der Kapazität korreliert, wird hier dennoch auf diese Größe zurückgegriffen. Abbildung 39 dient somit lediglich der qualitativen Abschätzung der Speicherkapazität pro VNB-Gebiet.

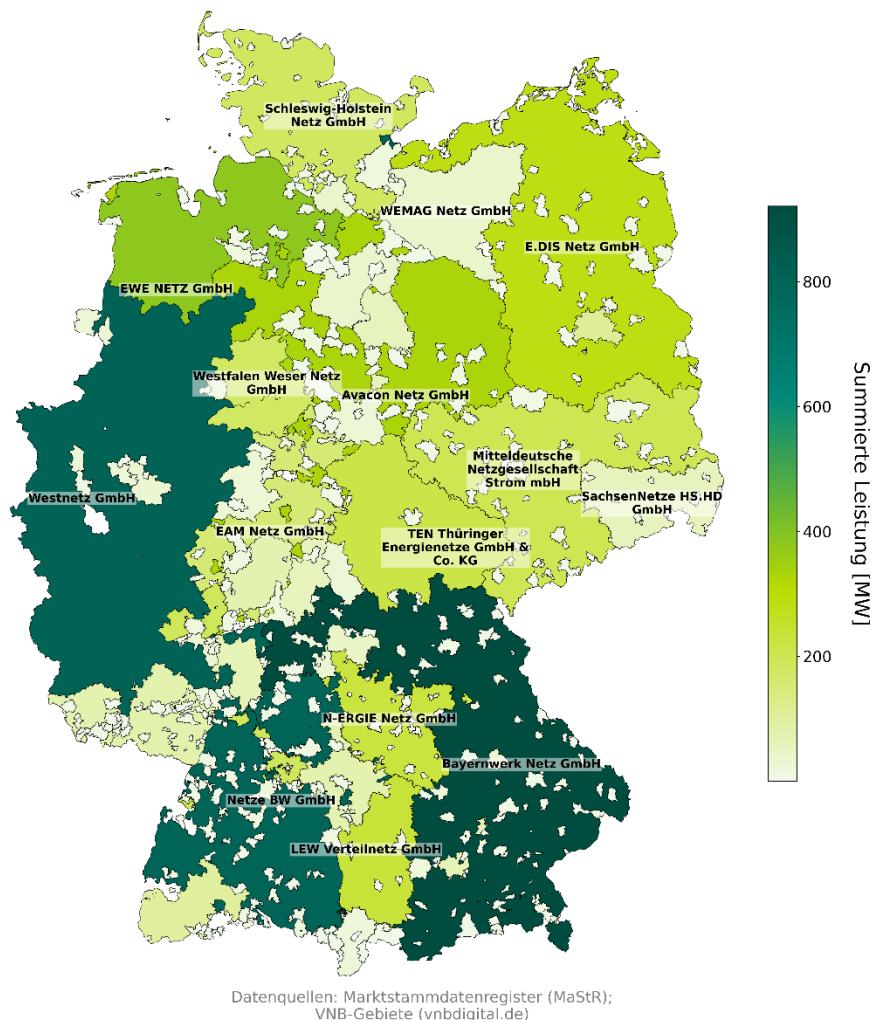


Abbildung 39: Kumulierte Leistung von Batteriespeichern innerhalb der VNB-Gebiete

Zu den Gebieten mit den meisten geeigneten Akkuspeichern zählen die Bayernwerk Netz GmbH mit 163.570 Speichern und 921 MW installierter Anschlussleistung, die Westnetz GmbH mit 132.170 Anlagen und insgesamt 805 MW Leistung und die NetzeBW GmbH mit 146.211 Akkus und 801 MW kumulierter Leistung.

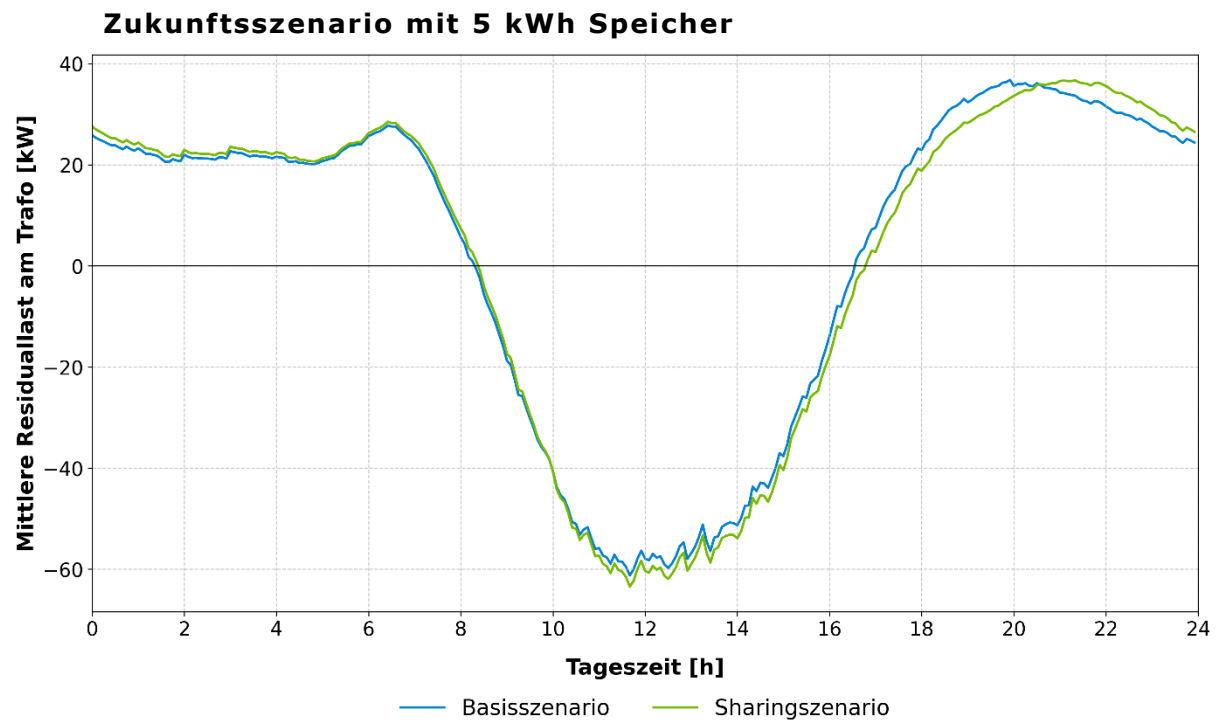


Abbildung 40: Gemittelte Residuallast der ESC im Szenario 2030 mit 5 kWh Heimspeichern

Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis

API	Application Programming Interface
AUC	Autoconsumo Collettivo (Kollektiver Eigenverbrauch in Italien)
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CER	Comunità Energetiche Rinnovabili (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft in Italien)
COP	Coefficient of Performance (Leistungszahl)
DF	Dimensionierungsfaktor
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (Österreich)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Deutschland) / Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (Österreich)
EMD	Elektrizitätsmarktdesign
EMS	Energiemanagementsystem
EMT	Externer Marktteilnehmer
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERP	Enterprise Resource Planning
ESC	Energy Sharing Community (Energieteilungsgemeinschaft)
EU	Europäische Union
EV	Electric Vehicle (Elektrofahrzeug)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FiT	Feed-in Tariff (Einspeisevergütung)
gMSB	Grundzuständiger Messstellenbetreiber
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
GWA	Gateway Administrator
HAN	Home Area Network
HS	Heizstab
iMSys	Intelligentes Messsystem
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde

kWp	Kilowatt-Peak
LEG	Lokale Elektrizitätsgemeinschaft (Schweiz)
LMN	Local Metrological Network
LOL	Loss-Of-Life (Lebensdauerverlust, z. B. bei Transformatoren)
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MaLo	Marktlotation
MeLo	Messlokation
MaStR	Marktstammdatenregister
mME	Moderne Messeinrichtung
MPC	Model Predictive Control (Modellprädiktive Regelung)
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MW	Megawatt
P2P	Peer-to-Peer
PV	Photovoltaik
REC	Renewable Energy Community (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft)
RED II	Renewable Energy Directive II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie II der EU)
RL	Reinforcement Learning
SMGW	Smart Meter Gateway
SoC	State of Charge (Ladezustand)
StromStG	Stromsteuergesetz
StromStV	Stromsteuerverordnung
TAF	Tarifanwendungsfall
TWW	Trinkwarmwasser
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VAT	Value Added Tax (Mehrwertsteuer)
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAN	Wide Area Network
WKA	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpe
WR	Wechselrichter

Symbolverzeichnis

Symbol	Bedeutung	Einheit/ Zustand
$C_{\text{balance,basis},i}$	Endwertkorrektur im Basisszenario für Haushalt i	€
$C_{\text{balance,share},i}$	Endwertkorrektur im Sharing-Szenario für Haushalt i	€
$C_{\text{basis},i}$	Stromkosten im Basisszenario für Haushalt i	€
$C_{\text{bat},i}$	Speicherkapazität der Batterie i im aktuellen Zeitschritt	Wh
$C_{\text{bat,ges},i}$	Gesamtspeicherkapazität der Batterie i	Wh
$C_{\text{EV},i}$	Speicherkapazität des Elektroautos i	Wh
$c_{\text{gebühren}}$	Summe der Netzentgelte, Steuern und Abgaben	ct/kWh
$c_{\text{netz,brutto}}$	Brutto-Netzstrompreis	ct/kWh
$\bar{c}_{\text{netz,brutto}}$	Jahresdurchschnittlicher Brutto-Netzstrompreis	ct/kWh
$C_{\text{Raum},i}$	Thermische Trägheit der Raumluft	J/K
c_{Rabatt}	Sharing-Rabatt	ct/kWh
$C_{\text{share},i}$	Stromkosten im Sharing-Szenario für Haushalt i	€
$c_{\text{share,brutto}}$	Finaler Brutto-Verrechnungspreis im Sharing	ct/kWh
$c_{\text{share,brutto,est}}$	Vorläufiger Bruttosharingpreis	ct/kWh
$c_{\text{share,netto}}$	Finaler Netto-Verrechnungspreis im Sharing	ct/kWh
$c_{\text{sp,TWW},i}$	Wärmekapazität des Trinkwarmwasserspeichers	J/K
$c_{\text{sp,h},i}$	Wärmekapazität des Heizungspufferspeichers	J/K
c_{spot}	Spotmarktpreis Strom	ct/kWh
$C_{\text{Wand},i}$	Thermische Trägheit der Gebäudemasse	J/K
c_w	Spezifische Wärmekapazität von Wasser	J/(kg · K)
D_{Arbeit}	Jährliche Fahrstrecke des EV aus Fahrten an Werktagen	km
DF	Dimensionierungsfaktor der Wärmepumpe	–
D_{Jahr}	Gesamte jährliche Fahrleistung eines Elektrofahrzeugs	km
D_{Lang}	Jährliche Fahrstrecke des EV aus Langstreckenfahrten	km
D_{WE}	Jährliche Fahrstrecke des EV aus Fahrten an Wochenenden	km
$E_{\text{alloc},i}$	Zugewiesene geteilte Energiemenge für Mitglied i	Wh
$E_{\text{EV,Defizit},i}$	Benötigte Energie des Elektrofahrzeugs für die nächste Fahrt abzüglich der Energiemenge aus PV-Überschuss	Wh
$E_{\text{EV,Defizit,Rest},i}$	Verbleibender Restbedarf des Elektrofahrzeugs (Netzbezug)	Wh
E_{shared}	Physikalisch in der Community geteilte Energiemenge	Wh
E_{shift}	Verschiebbare Energiemenge der Batterie	Wh
$E_{\text{shift,max}}$	Freie Restkapazität der Batterie bis zur Vollauffüllung	Wh
$E_{\text{Trip},i}$	Benötigte Energie für die nächste Fahrt des EV	Wh
$EV_{i,\text{zuhause}}$	Binärer Zustand, ob das EV zuhause ist	0 v 1
$f_{\text{abgeregelt}}$	Fixer Preis-Bruchteil für abgeregelten Strom	–
f_{il}	Netzeinspeiselimit der PV-Anlage	%
FiT_i	Einspeisevergütung der PV-Anlage i (Feed-in Tariff)	ct/kWh
FiT_{max}	Einspeisevergütung des teuersten anbietenden Verkäufers	ct/kWh

I_i	Investierte Summe des Mitglieds i in Gemeinschaftsanlagen	€
k_{Bat}	Aufschlagsfaktor Batterie (Berücksichtigung der Speicherkosten)	–
$k_{\text{el},1}, k_{\text{el},2}, k_{\text{el},3}$	Elektrische Kennlinienparameter der Wärmepumpe	–
$k_{\text{th},1}, k_{\text{th},2}, k_{\text{th},3}$	Thermische Kennlinienparameter der Wärmepumpe	–
$\dot{m}_h$	Massenstrom des Heizsystems	kg/s
N_{cont}	Anzahl der Strom beziehenden Verbraucher	–
$N_{\text{Steps},i}$	Benötigte Anzahl an Ladezeitschritten für das EV	–
$P_{\text{abgeregelt,shareplan},i}$	Abgeregelter PV-Überschuss in der Planungsphase	W
$P_{\text{Alloc,abgeregelt},i}$	Zugeteilte Leistung aus abgeregeltem PV-Überschuss	W
$P_{\text{Alloc,bat,chg},i}$	Zugeteilte Leistung zum Laden der Batterie	W
$P_{\text{Alloc,standard},i}$	Zugeteilte Leistung aus Standard PV-Überschuss	W
$P_{\text{ch,act},i}$	Tatsächliche Ladeleistung der Batterie	W
$P_{\text{ch,max},i}$	Maximal mögliche Ladeleistung der Batterie	W
$P_{\text{com,export},i}$	Aggregierte bereitzustellende Exportleistung für die Community	W
$P_{\text{com,import},i}$	Aggregierte bezogene Importleistung aus der Community	W
$P_{\text{con},i}$	Stromverbrauch von Mitglied i	W
$P_{\text{con,total}}$	Gesamter Netto-Verbrauch der Community	W
$P_{\text{Defizit,basis},i}$	Defizit (Netzbezug) im Basisszenario	W
$P_{\text{Defizit,share},i}$	Defizit (Netzbezug) im Sharing-Szenario	W
$P_{\text{Defizit,shareplan},i}$	Geplantes Energiedefizit in der Planungsphase	W
$P_{\text{Defizit,shareplan},i'}$	Verbleibende ungedeckte Lasten in der Planungsphase nach Verteilung des abgeregelten PV-Überschusses	W
$P_{\text{Defizit,shareplan},i''}$	Verbleibende ungedeckte Lasten in der Planungsphase nach Verteilung des standard PV-Überschusses	W
$P_{\text{dis,act},i}$	Tatsächliche Entladeleistung der Batterie	W
$P_{\text{dis,max},i}$	Maximal mögliche Entladeleistung der Batterie	W
$P_{\text{dis,plan},i}$	Initial geplanter Entladeplan der Batterie	W
$P_{\text{dis,plan,max},i}$	Lokal maximal mögliche Batterie-Entlademenge	W
$P_{\text{Einspeisung,basis},i}$	Netzeinspeisung im Basisszenario	W
$P_{\text{Einspeisung,share},i}$	Netzeinspeisung im Sharing-Szenario	W
$P_{\text{EV},i}$	Ladeleistung des Elektrofahrzeugs	W
$P_{\text{EV,max}}$	Maximale Ladeleistung des Elektrofahrzeugs (Wallbox)	W
$P_{\text{EV,PV},i}$	Lokal nutzbares Solarpotenzial zur Ladung des eigenen EV	W
$P_{\text{EV,PVgenutzt},i}$	Genutzte PV-Ladeleistung für das EV	W
$P_{\text{flex,neg},i}$	Ungenutztes Potenzial zur Batterieladung	W
$P_{\text{flex,pos},i}$	Ungenutztes Potenzial zur Batterieentladung	W
$P_{\text{gap},i}$	Ungedeckte Entlade-Lücke	W
$P_{\text{gen},i}$	Netto-Erzeugung eines ESC-Teilnehmers	W
$P_{\text{gen,total}}$	Gesamte Netto-Erzeugung der Community	W
$P_{\text{Genutzt,abgeregelt},i}$	Von der Community genutzte Leistung aus abgeregeltem PV-Überschuss	W

$P_{\text{Genutzt,standard},i}$	Von der Community genutzte Leistung aus Standard-PV-Überschuss	W
$P_{\text{Genutzt,bat,dis},i}$	Von der Community genutzte Leistung aus der Entladung des Batteriespeichers	W
$P_{h,i}$	Thermische Leistung für den Raumheizbetrieb	W
$P_{HS,i}$	Elektrische Leistung des Heizstabs	W
$P_{\text{int},i}$	Interne Wärmegewinne des Gebäudes	W
$P_{\text{Last},i}$	Elektrische Basislast des Haushalts	W
$P_{\text{net},i}$	Leistungssaldo des Haushalts (Nettoleistung)	W
$\hat{P}_{\text{net},i}$	Prognostizierter Leistungssaldo des Haushalts	W
$\hat{P}_{\text{net,rem},i}$	Verbleibende prognostizierte Restleistung nach EV-Ladung	W
$P_{PV,i}$	Aktuelle elektrische Leistung der PV-Anlage	W
$P_{PV\text{nenn},i}$	Installierte Leistung der PV-Anlage	W
$P_{\text{sol},i}$	Solare Wärmegewinne des Gebäudes	W
$P_{\text{standard,shareplan},i}$	Standard-PV-Überschuss in der Planungsphase	W
$P_{\text{TWw},i}$	Thermische Leistung der Warmwasserentnahme	W
$P_{\text{Überschuss,basis},i}$	PV-Überschuss im Basisszenario	W
$P_{\text{Überschuss,shareplan},i}$	Geplanter Energieüberschuss in der Planungsphase	W
$P_{\text{Überschuss,shareplan,rem}}$	Übriger Communityüberschuss nach Deckung aller Lasten (verfügbar zur Batterieladung)	W
$P_{W,i}$	Gesamte elektrische Leistung zur Wärmeerzeugung	W
$P_{WP,el,i}$	Elektrische Leistung der Wärmepumpe	W
$\hat{P}_{WP,i}$	Prognostizierte elektrische Leistung der Wärmepumpe	W
$P_{WP,th,i}$	Thermische Leistung der Wärmepumpe	W
$P_{WR,max}$	Maximale Leistung des Wechselrichters	W
$R_{1,i}$	Wärmeübergangswiderstand Raumlufte zu Gebäudemasse	K/W
$R_{2,i}$	Wärmeübergangswiderstand Gebäudemasse zu Außenluft	K/W
S_i	Gesamt-Einsparung durch Energy-Sharing für Haushalt i	€
SoC_{Buf}	Sicherheitspuffer für den Zielladezustand des EV	%
$SoC_{EV,i}(t)$	Ladezustand des EVs	%
$SoC_{EV,lim}$	Dauerhaftes Minimum des Ladezustands für das EV	%
$SoC_{EV,start,i}$	Ladezustand des EVs zu Tagesbeginn	%
$SoC_{\text{plan},i}$	Prognostizierter vorläufiger Ladezustand	%
SoC_{shifted}	Verschobener Ladezustand in der Optimierung	%
$SoC_{\text{Target},i}$	Zielladezustand des EVs	%
SoC_{Trip}	Notwendiger Ladezustand für die nächste Fahrt	%
T	Letzter simulierter Zeitschritt (Jahresende)	-
t_{chg}	Benötigte Ladezeit für das EV	min
T_{ext}	Außentemperatur	°C
$T_{\text{hyst,h}}$	Hysterese des Heizungspufferspeichers	°C
$T_{\text{hyst,TWW}}$	Hysterese des Trinkwarmwasserspeichers	°C
$T_{\text{hyst,Raum}}$	Hysterese Raumtemperatur	°C

$T_{\text{Limit,HS}}$	Temperaturgrenzwert zur Aktivierung des Heizstabs	°C
$T_{\text{Raum,i}}$	Raumtemperatur	°C
$T_{\text{Raum,soll,i}}$	Solltemperatur des Raumes	°C
t_{rem}	Verbleibende Zeit bis zur Abfahrt des EVs	min
T_{RL}	Rücklauftemperatur Heizung	°C
t_{source}	Günstigster Zeitschritt (Quelle der Lastverschiebung)	—
$T_{\text{soll,h,i}}$	Solltemperatur des Heizungspufferspeichers	°C
$T_{\text{soll,TWW,i}}$	Solltemperatur des Trinkwarmwasserspeichers	°C
$T_{\text{sp,h,i}}$	Temperatur des Heizungspufferspeichers	°C
$T_{\text{sp,TWW,i}}$	Temperatur des Trinkwarmwasserspeichers	°C
t_{target}	Teuerster Defizit-Zeitschritt (Ziel der Lastverschiebung)	—
$T_{\text{Wand,i}}$	Temperatur der Gebäudemasse (Wand)	°C
UA_h	Thermischer Verlustkoeffizient des Heizungsspeichers	W/K
UA_{TWW}	Thermischer Verlustkoeffizient des Trinkwarmwasserspeichers	W/K
VAT	Mehrwertsteuer (Value Added Tax)	%
Δt	Zeitdauer eines Simulationsschritts	min
$\Delta E_{\text{bat,basis,i}}$	Energiedifferenz des Batteriespeichers am Simulationsende des Basis-Szenarios gegenüber dem Startzustand	Wh
$\Delta E_{\text{bat,share,i}}$	Energiedifferenz des Batteriespeichers am Simulationsende des Sharing-Szenarios gegenüber dem Startzustand	Wh
$\delta_{\text{bat,com,chg,i}}(t)$	Binäres Steuersignal, das die Ladung der Batterie mit geteiltem Communitystrom freigibt	0 v 1
$\delta_{\text{bat,dis,i}}$	Binäres Steuersignal, das die Entladung der Batterie freigibt	0 v 1
$\delta_{\text{EV,chg,i}}$	Binäres Steuersignal, das Netzladen des EV freigibt	0 v 1
$\delta_{\text{h,i}}$	Steuersignal für die Erwärmung des Heizungspufferspeichers	0 v 1
$\delta_{\text{HS,i}}$	Binäres Steuersignal, für den Heizstab	0 v 1
$\delta_{\text{Raum,i}}$	Binäres Steuersignal, für die Raumheizung	0 v 1
$\delta_{\text{share,i}}(t)$	Teilnahmebereitschaft am Sharing eines Energielieferanten	0 v 1
$\delta_{\text{TWW,i}}$	Steuersignal für die Erwärmung des Trinkwarmwasserspeichers	0 v 1
η	Systemwirkungsgrad der Batterien und Wechselrichter	%
η_{RTE}	Round-Trip-Efficiency (Lade-/Entladeeffizienz) der Batterie	%

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung und Prognose der installierten PV-Leistung und Anzahl von Wärmepumpen und EVs (eigene Darstellung auf Basis [3, S. 36], [4, S. 139], [5, S. 12], [6, S. 17], [7], [8])	5
Abbildung 2: Entwicklung und Prognose der Netzausbaukosten (eigene Darstellung auf Basis [10, S. 3, 8], [11], [12, S. 3], [13, S. 10]).....	6
Abbildung 3: Zubau von PV-Anlagen (< 100 kWp) nach Inbetriebnahmejahr (eigene Darstellung auf Basis [14])	6
Abbildung 4: Vereinfachte Darstellung einer ESC mit zentralem Lieferanten	13
Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung einer ESC mit Intermediär	14
Abbildung 6: Vereinfachte Darstellung einer ESC mit Mitgliedern als Lieferanten	14
Abbildung 7: Energy Sharing Community - Netzstrang und Akteure	15
Abbildung 8: Datenfluss und Rollentrennung der Mess- / Kommunikationsinfrastruktur gemäß BSI-Architektur (eigene Darstellung basierend auf [44], [47])	17
Abbildung 9: Userinterface einer Energy-Sharing-Plattform [60].....	21
Abbildung 10: Bestandteile des durchschnittlichen deutschen Haushaltsstrompreises 2025 (eigene Darstellung auf Basis [65], [66], [67])	23
Abbildung 11: Erlöse von PV-Anlagen nach Größe und Alter (eigene Darstellung auf Basis von [70])	24
Abbildung 12: Anzahl und Leistung von PV-Anlagen unter 100 kW nach Vergütungshöhe	25
Abbildung 13: PV-Leistung je VNB-Gebiet für Anlagen mit Erlösen ≤ 10 ct/kWh	27
Abbildung 14: Durchschnittliche Vergütungshöhe von PV-Anlagen pro VNB-Gebiet	28
Abbildung 15: Erlöse von Biomasse-Anlagen nach Größe und Alter	29
Abbildung 16: Kumulierte Leistung von Biomasseanlagen innerhalb der VNB-Gebiete....	30
Abbildung 17: Erlöse von Windkraftanlagen	31
Abbildung 18: Kumulierte Leistung von Windkraftanlagen innerhalb der VNB-Gebiete ...	32
Abbildung 19: Haushaltslast eines ESC-Teilnehmers in einem Jahr und am 1. August....	35
Abbildung 20: Grafische Bedienoberfläche zur Parametrisierung der Simulation.....	38
Abbildung 21: Simulationslogik der Energy Sharing Simulation (erstellt mit draw.io [80])	39
Abbildung 22: PV-Erzeugungsprofil eines ESC-Teilnehmers in einem Jahr und am 1. August	41
Abbildung 23: Simuliertes thermisches System an einem Wintertag.....	48
Abbildung 24: Ladeverhalten eines simulierten EV	49
Abbildung 25: Ladeverhalten der simulierten Batteriespeicher.....	50
Abbildung 26: Preisbasiertes Energy Sharing in Aktion	54
Abbildung 27: Grafische Oberfläche zur Ergebnisvisualisierung	56
Abbildung 28: Detaildarstellung einzelner Haushalte in der Ergebnisvisualisierung	57
Abbildung 29: Detailanalyse mit vergrößertem Plot und kurzem Zeitbereich.....	58
Abbildung 30: Eigenverbrauchssteigerung im Sharing-Szenario.....	60
Abbildung 31: Autarkiegradsteigerung im Sharing-Szenario	61
Abbildung 32: Einsparpotenzial im Sharing-Szenario	62
Abbildung 33: Reduzierung des simulierten Trafo-Lebensdauerverlustes im Sharing-Szenario.....	63
Abbildung 34: Top 10 der PV-Haushalte nach jährlicher Einsparung durch Energy Sharing	66
Abbildung 35: Top 10 der reinen Verbraucherhaushalte nach jährlicher Einsparung durch Energy Sharing	67

Abbildung 36: Kumulierte Kosten der 50 Haushalte mit und ohne Energy Sharing über ein Jahr (Szenario 2030)	70
Abbildung 37: Gemitteltes Tagesprofil der Residuallast am Transformator der Siedlung im Basis- sowie Sharing-Szenario im Jahr 2030	71
Abbildung 38: Jahresdauerlinie der Residuallast am Transformator sowie die zugehörige absolute Differenz der Transformatorbelastung (Szenario 2030)	73
Abbildung 39: Kumulierte Leistung von Batteriespeichern innerhalb der VNB-Gebiete ...	79
Abbildung 40: Gemittelte Residuallast der ESC im Szenario 2030 mit 5 kWh Heimspeichern	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Parameter des Simulationsmodells	37
Tabelle 2 Variierte Simulationsparameter der Sensitivitätsanalyse	59
Tabelle 3 Konstante Parameter der Sensitivitätsanalyse	59
Tabelle 4 Angesetzte technologische Durchdringungsraten im aktuellen Szenario	64
Tabelle 5 Simulationsergebnisse der aktuellen Einfamilienhaussiedlung (Jahreswerte) ...	65
Tabelle 6 Simulationsergebnisse der Einfamilienhaussiedlung mit Sharing-Rabatt	68
Tabelle 7 Angesetzte technologische Durchdringungsraten im Zukunftsszenario	69
Tabelle 8 Simulationsergebnisse der zukünftigen Einfamilienhaussiedlung (Jahreswerte)	70

Quellenverzeichnis

- [1] B. für W. und K. | BMW, „Erneuerbare Energien“. Zugegriffen: 20. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>
- [2] F. Ise, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Bundesländer im Transformationsprozess.“, Freiburg im Breisgau, Nov. 2024. Zugegriffen: 20. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- [3] Umweltbundesamt, „Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Photovoltaik“. Zugegriffen: 20. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wissenschaftliche-analysen-zu-ausgewaehlten-5>
- [4] G. Hein, H. Becker, J. Bergsträßer, und Dr. R. Fritz, „ANALYSE DER ANSTEUERBARKEIT VON ELEKTRISCHEN ERZEUGERN UND VERBRAUCHERN“, Sep. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/analyse-der-ansteuerbarkeit-von-elektrischen-erzeugern-und-verbrauchern.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“. 13. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2023.html>
- [6] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., „Branchenstudie 2023: Marktentwicklung – Prognose – Handlungsempfehlungen“. Berlin, 13. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/08_Sonstige/Filiedump/BWP_Branchenstudie_2023_DRUCK.pdf#:~:text=800,nach%20Branchenstudie%202021
- [7] „Elektromobilität nach Ländern“, *Wikipedia*. 16. Januar 2026. Zugegriffen: 20. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Elektromobilit%C3%A4t_nach_L%C3%A4ndern&oldid=263391325
- [8] Deutscher Bundestag, „15 Millionen E-Autos in Deutschland bis 2030 als Ziel“. Zugegriffen: 20. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-997098>
- [9] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2025“, Jan. 2026, [Online]. Verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>
- [10] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, „Analyse der Netzausbaukosten und der Kostenverteilungswirkung“, Juni 2014, [Online]. Verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2016/impres/2014_08_03_Netzausbaukosten-ImpRES_final.pdf
- [11] Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, „Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastuktur der Verteilnetzbetreiber in Deutschland“. Zugegriffen: 20. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: http://emvg.energie-und-management.de/filestore/newsimgorg/Statista-Grafiken/Diverse2023/statistic_id168148_verteilnetzbetreiber---investitionen-in-stromnetz-in-deutschland-bis-2023.orig.pdf
- [12] Deutscher Bundestag, „Übertragungsnetz für Strom – Käufe durch den Bund“. Zugegriffen: 20. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/120/2012078.pdf>

- [13] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom“, Dez. 2024, [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Studie_Prognose_und_Analyse_der_Netzentgeltentwicklung_Strom.pdf
- [14] „Marktstammdatenregister (MaStR)“. Zugriffen: 20. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Datendownload>
- [15] Umweltbundesamt, „Analyse der Stromeinspeisung ausgeführter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs“, Würzburg, Feb. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/climate_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefuehrte_photovoltaik.pdf
- [16] Dr. E. Taillanter u. a., „Flexibilisierung des Stromsystems: Beitrag von Energy Sharing für Netz-, System- und Marktdienlichkeit“, Jan. 2025, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ews-schoenau.de/export/sites/ews/ews/.files/studie-energy-sharing-ews-ffe.pdf>
- [17] EUROPÄISCHE PARLAMENT und RAT DER EUROPÄISCHEN UNION, *Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*. 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>
- [18] EUROPÄISCHE PARLAMENT und RAT DER EUROPÄISCHEN UNION, *Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (Text von Bedeutung für den EWR)*. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32024L1711>
- [19] EnWG. 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf
- [20] „Kleine und mittlere Unternehmen“, *Wikipedia*. 9. März 2026. Zugriffen: 9. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Kleine_und_mittlere_Unternehmen&oldid=265077460
- [21] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz und Bundesamts für Justiz, *Stromsteuergesetz (StromStG)*. 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/StromStG.pdf>
- [22] § 12b StromStV - *Einzelnorm*. 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/stromstv/_12b.html
- [23] Bundesfinanzministerium, „Stromsteuer“. Zugriffen: 28. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Glossareintraege/S/stromsteuer.html?view=renderHelp>
- [24] *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren Ausbau-Gesetz – EAG)*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/733/fname_933183.pdf
- [25] Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://energiegemeinschaften.gv.at/erneuerbare-energie-gemeinschaften-eeg/>
- [26] E-Control, „Stromnetzentgelte erhöhen sich für 2025“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.e-control.at/aktuelle-pressemeldungen/-/asset_publisher/QxlzOPQwGYnK/content/e-control-stromnetzentgelte-erh%25C3%25B6hen-sich-f%25C3%25BCr-2025
- [27] Unternehmensservice Portal, „Elektrizitätsabgabe“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.usp.gv.at/themen/steuern-finanzen/weitere-steuern-und-abgaben/verbrauchsteuern_und_energieabgaben/elektrizitaetsabgabe.html
- [28] „Elektrizitätsabgabengesetz, Fassung vom 19.03.2026“. Zugriffen: 20. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung/Bundesnormen/10005027/Elektrizit%c3>

%a4tsabgabegesetz%2c%20Fassung%20vom%2019.03.2026.pdf?FassungVom=2026-03-19

- [29] E-Control.at, „Das Erneuerbaren-Fördersystem“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/konsumenten/oekostrom-foerdersystem>
- [30] „Energiegemeinschaften“. Zugriffen: 9. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://energiegemeinschaften.gv.at/>
- [31] S. Bartels, „Einführung von Fördermitteln für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Eigenverbrauchssysteme in Italien“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.roedl.com/insights/foerdermittel-erneuerbare-energie-gemeinschaft-eigenverbrauchssystem-italien/>
- [32] SEV - Südtiroler Energieverband, „Der Faktencheck: Energiegemeinschaften“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sev.bz.it/de/news/der-faktenchek-energiegemeinschaften/20-1126.html>
- [33] Autonome Provinz Bozen - Südtirol, „Erneuerbare Energiegemeinschaften“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://umwelt.provinz.bz.it/de/energie-klima/erneuerbare-energiegemeinschaften>
- [34] TensorLoops, „Renewable Energy Communities in Italy: Current Status, Growth, and Legislation“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tensorloops.it/2025/09/12/renewable-energy-communities-in-italy-current-status-growth-and-legislation/>
- [35] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Vorlage für eine sichere Stromversorgung“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/bundesgesetz-erneuerbare-stromversorgung.html>
- [36] Schweizerische Bundesrat, *Stromversorgungsverordnung (StromVV)*. 2025. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2025/139/de>
- [37] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Häufige Fragen zu steigenden Stromtarifen“. Zugriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.elcom.admin.ch/de/faq-stromtarife>
- [38] Deutsche Energie-Agentur, „Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung“, Aug. 2024, [Online]. Verfügbar unter: <https://future-energy-lab.de/news/energy-sharing-in-deutschland-vom-konzept-zur-energiewirtschaftlichen-umsetzung/>
- [39] Bundesnetzagentur, „Mess-ein-ri-ch-tun-gen / In-tel-li-gen-te Mess-sys-te-me“. Zugriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html>
- [40] § 61 MsbG - *Einzelnorm*. 2025. Zugriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/__61.html
- [41] Bundesnetzagentur, „Roll-out in-tel-li-gen-te Mess-sys-te-me: Quar-tals-wei-se Er-he-bun-gen“. Zugriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzzugang/Messwesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html?r=1>
- [42] „MsbG - Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen 1“. Zugriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/BJNR203410016.html>
- [43] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „BSI TR-03109 Technische Vorgaben für intelligente Messsysteme und deren sicherer Betrieb“. Zugriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Technische-Richtlinien/TR-nach-Thema-sortiert/tr03109/tr-03109.html?nn=460860>
- [44] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „SET Hub Kurzanalyse: Intelligentes Messsystem“. Zugriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/SET_Hub_Intelligente_s_Messsystem.pdf

- [45] buzer.de, „Fassung § 30 MsbG a.F. bis 27.05.2023 (geändert durch Artikel 2 G. v. 22.05.2023 BGBl. 2023 I Nr. 133)“. Zugegriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.buzer.de/gesetz/12172/al177476-0.htm>
- [46] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende*. 2023. Zugegriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html>
- [47] BSBundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Protection Profile for a Smart Meter Gateway (SMGW-PP)“, Dez. 2024, [Online]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/EN/BSI/Publications/TechGuidelines/TR03109/PP0073_SMGW.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [48] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie (BSI-TR-03109-1)“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/TechnRichtlinie/TR_03109-1_node.html
- [49] *Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen*. 2025. Zugegriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/BJNR203410016.html>
- [50] § 14a EnWG - Einzelnorm. 2025. Zugegriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html
- [51] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Leitfaden zur Umsetzung von Energy Sharing Communities“, Feb. 2025, [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Leitfaden_zur_Umsetzung_von_Energy_Sharing_Communities_in_Deutschland.pdf
- [52] § 42c EnWG - Einzelnorm. 2025. Zugegriffen: 21. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_42c.html
- [53] „Markt- und Messlokation“, *Wikipedia*. 11. Juli 2025. Zugegriffen: 23. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Markt-_und_Messlokation&oldid=257794063
- [54] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), „Digitale Maschinen-Identitäten als Grundbaustein für ein automatisiertes Energiesystem“. Berlin, Juni 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Digitale_Maschinen-Identitäten_als_Grundbaustein_fuer_ein_automatisiertes_Energiesystem.pdf
- [55] F. D. Minuto und A. Lanzini, „Energy-sharing mechanisms for energy community members under different asset ownership schemes and user demand profiles“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 168, S. 112859, Okt. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112859.
- [56] F. D. Minuto und A. Lanzini, „Energy-sharing mechanisms for energy community members under different asset ownership schemes and user demand profiles“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 168, S. 112859, Okt. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112859.
- [57] e-gemeinschaft.at, „Aufteilung der Energie - Erneuerbare Energie Gemeinschaft“. Zugegriffen: 28. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://e-gemeinschaft.at/verteilung.php>
- [58] B. Fina, „PV-Allokation in Energiegemeinschaften – Ein Vergleich von Simulation und Abschätzung“, [Online]. Verfügbar unter: https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/abstract/40/40_abstract_20210518_060227.pdf
- [59] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „WUNergy eG: Aufbau einer Energy Sharing Community in Wunsiedel“, Berlin, Feb. 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/WUNergy_eG_Aufbau_einer_Energy_Sharing_Community_in_Wunsiedel.pdf
- [60] Energiedigital.at, „All-in-One Plattform für deine Energiegemeinschaft“. Zugegriffen: 28. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energiedigital.at>

- [61] L. Meissner, „Einfluss dynamischer Stromtarife und Netzentgelte auf Haushalte mit Photovoltaikanlage und Batteriespeichersystem“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2025.
- [62] M. Mork, D. Müller, und A. Benigni, *Model predictive control of building energy systems*, 1. Auflage. in E.ON Energy Research Center, no. 122. Aachen: E.ON Energy Research Center, RWTH Aachen University, 2023.
- [63] „Reinforcement learning“, *Wikipedia*. 14. Februar 2026. Zugriffen: 10. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Reinforcement_learning&oldid=1338353721
- [64] M. Mork, D. Müller, und A. Benigni, *Model predictive control of building energy systems*, 1. Auflage. in E.ON Energy Research Center, no. 122. Aachen: E.ON Energy Research Center, RWTH Aachen University, 2023.
- [65] Bundesnetzagentur, „Börsenstrompreis am EPEX-Spotmarkt für Deutschland/Luxemburg von Januar 2023 bis Januar 2026“, Statista. Zugriffen: 13. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/289437/umfrage/strompreis-am-epex-spotmarkt/>
- [66] „Strompreiszusammensetzung 2025/2026: Strompreis erklärt“. Zugriffen: 13. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://strom-report.com/strompreis-zusammensetzung/>
- [67] M. Ruchser, „Übertragungsnetz-betreiber veröffentlichen vorläufige Netzentgelte für 2026“. Zugriffen: 13. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/pressemitteilungen/vorlaeufige-netzentgelte-fuer-2026>
- [68] Netztransparenz, „Ermittlung des Abzugsbetrags für Strom aus ausgeförderten Anlagen nach § 53 Abs. 4 EEG“, 25. Oktober 2024. Zugriffen: 13. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg/eeg-abrechnungen/ausgef%C3%B6rderte%20anlagen/abzugsbetrag%202025/2024-10-25%20abzugsbetrag%20fu%C3%88r%20ausgefo%C3%88rderte%20eeg-anlagen.pdf>
- [69] Netztransparenz, „Marktwertübersicht“. Zugriffen: 13. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht>
- [70] Netztransparenz.de, „Abwicklungshinweise und Umsetzungshilfen zu EEG“. Zugriffen: 13. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Abwicklungshinweise-und-Umsetzungshilfen/EEG>
- [71] „VNBdigital“. Zugriffen: 5. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vnbdigital.de/>
- [72] Bundesnetzagentur, „Beendete Ausschreibungen / Statistiken“. Zugriffen: 13. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>
- [73] „EEG - Erneuerbare-Energien-Gesetz - 2000 (Übersicht) | Clearingstelle EEG|KWKG“. Zugriffen: 11. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000>
- [74] „§ 36h EEG 2023 - Einzelnorm“. Zugriffen: 11. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__36h.html
- [75] „Google Antigravity“, Google Antigravity. Zugriffen: 29. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://antigravity.google/download>
- [76] K. Behrens, „Expanded measurements from station Lindenberg (2013-09)“, *Meteorologisches Observatorium Potsdam*. PANGAEA, 2017. doi: 10.1594/PANGAEA.880737.

- [77] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschning, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, Nov. 2015, [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Repraesentative-elektrische-Lastprofile-fuer-Wohngebaeude.pdf>
- [78] VDI 4655 - Referenzlastprofile von Wohngebäuden für Strom, Heizung und Trinkwarmwasser sowie Referenzerzeugungsprofile für Fotovoltaikanlagen. 2021. Zugriffen: 11. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/mitgliedschaft/vdi-richtlinien/details/vdi-4655-referenzlastprofile-von-wohngebaeuden-fuer-strom-heizung-und-trinkwarmwasser-sowie-referenzerzeugungsprofile-fuer-fotovoltaikanlagen>
- [79] Netztransparenz, „Spotmarktpreis nach § 3 Nr. 42a EEG“. Zugriffen: 11. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Spotmarktpreis-nach-3-Nr-42a-EEG>
- [80] „draw.io“. Zugriffen: 18. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.drawio.com/>
- [81] Bundesministerium für Verkehr, „Mobilität in Deutschland – MiD 2023“, Nov. 2023, [Online]. Verfügbar unter: https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2023_Ergebnisbericht.pdf
- [82] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, und V. Quaschning, „Beitrag von Solarspeichersystemen zur autarken Strom- und Wärmeversorgung von Gebäuden in Niederspannungsnetzen“, März 2016, [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/publikationen/autarke-strom-und-waermeverorgung/>
- [83] VDE VERLAG GmbH, DIN IEC 60076-7 VDE 0532-76-7:2023-05 Leistungstransformatoren, Mai 2023. Zugriffen: 9. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/normen/0500246/din-iec-60076-7-vde-0532-76-7-2023-05.html>
- [84] „So viele Hauseigner planen PV und Wärmepumpen“. Zugriffen: 27. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bayern-innovativ.de/emagazin/detail/so-viele-hauseigner-planen-pv-und-waermepumpen>
- [85] „Immer mehr deutsche Haushalte speichern eigenen Solarstrom“. Zugriffen: 27. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.forschung-und-wissen.de/nachrichten/technik/immer-mehr-deutsche-haushalte-speichern-eigenen-solarstrom-13379932>
- [86] „Solarwatt-Analyse: So wohnt Deutschland im Jahr 2030“, Solarwatt: Photovoltaikanlagen & innovative Energielösungen. Zugriffen: 2. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarwatt.de/unternehmen/presse/pressemeldungen/solarwatt-analyse-so-wohnt-deutschland-im-jahr-2030>