

Vorderer Deckel (Umschlagdeckel)

Titelblatt

gridhound GmbH

Einbindung von stationären Batteriespeichern in ein KI-gestütztes System zur digitalen Netzzustandsermittlung – KI-Battery

Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt,
gefördert unter dem Az. 39462/01
von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt

Verfasser:

Dr. Helmut Bergstein
Oleg Ivasenko
Artur Löwen
Dr. Tim Schlösser
Daniel Weißen

Aachen, April 2026

Inhaltsverzeichnis

Titelblatt	2
Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Bildern und Tabellen	4
Zusammenfassung.....	6
Einleitung	7
Ausgangssituation	7
Durchführung	11
Hauptteil	12
AP 1 Einsatzanalyse	12
AP 2 Algorithmus für eine Flexibilitätssteuerung von Batteriespeichern	33
AP 3 Schnittstellen: Batterie, Markt, Netz, Wetter	50
AP 4 Feldtest.....	55
AP 5 Untersuchung Markt und Regulatorik	78
Diskussion der Ergebnisse	97
Ökologische, technologische und ökonomische Bewertung der Ergebnisse	97
Maßnahmen zur Verbreitung der Vorhabensergebnisse	98
Fazit	99
Zusammenfassung und Ausblick.....	99
Erreichte Ergebnisse	99
Weiterführende Arbeiten	100
Literaturverzeichnis	101

Verzeichnis von Bildern und Tabellen

Abbildung 1 - Balkendiagramm Projekt	11
Abbildung 2 - Funktion und Systemdienstleistungen von Stromspeichern – Elektrotechnische Aufteilung (Quelle: DKE)	14
Abbildung 3 - Batteriekapazität nach Batterietechnologie in Deutschland (Stand: Februar 2025) (Quelle: battery-charts.rwth-aachen.de)	14
Abbildung 4 - Entwicklung der Heimspeicher-Installationen in Deutschland 2013–2022 (Quelle: ISEA RWTH Aachen)	16
Abbildung 5 - Entwicklung der Industriespeicher-Installationen 2013–2022 nach Technologie (Quelle: ISEA RWTH Aachen)	17
Abbildung 6 - Entwicklung der Großspeicher-Installationen 2013–2022 mit Ausblick auf Planungsprojekte (Quelle: ISEA RWTH Aachen)	18
Abbildung 7 - Beispiel Stromspeicher Hamburg – Überblick verschiedener Speichertypen und Spannungsebenen	20
Abbildung 8 - Schematische Darstellung der drei Preissignale zur Laststeuerung in Eigenverbrauchshaushalten (Quelle: Klingler, Dissertation Fraunhofer ISI, 2018)	24
Abbildung 9 - Betriebsarten von Batteriespeichern – Vergleich (a) Maximierung Eigenverbrauch, (b) Netzentlastung und (c) kombinierte Optimierung Eigenverbrauch und Netz im Tagesverlauf Quelle: [1].	25
Abbildung 10 - Vergleich einfacher Regelung vs. prognose- und preisbasierter Betriebsstrategie für drei Tage im Juli – Leistungsflüsse und Preiskurve (Quelle: Teichtmann, Klingler, ECEEE Summer Study Proceedings, 2017)	26
Abbildung 11 – Engpässe im Verteilnetz – Einlinienschema des Verteilnetz mit markierten Engpässen bei Betriebsmittelauslastung (Kabel/Transformator) und Spannungshaltung an Netzknoten	27
Abbildung 12 - Verortung von Speichern im Verteilnetz	29
Abbildung 13 - Systemarchitektur KI-Battery	30
Abbildung 14 - Konzept Perspektive lokale Anlagen	31
Abbildung 15 - Simulationskonzept Speicher und Netz (Quelle: dena Netzflexstudie [9])	34
Abbildung 16 - Kapazitätskorridor (qualitativ) – Zeitreihe $P(t)$ mit ΔP_{ALC} (grün, Lastkorridor), ΔP_{AGC} (orange, Erzeugungskorridor) und ΔP_{cong} (violett, Engpassbedarf)	35
Abbildung 17 - Netz- und Batterieflexibilitäten – Einlinienschema mit Engpass (grid congestion) und Kapazitätskorridor	36
Abbildung 18 - KI-Leistungsprognose Standort A – Day-Ahead-Prognose (rot mit Konfidenzband) vs. Messung (blau)	38
Abbildung 19 - Energieflüsse im Batteriespeichermodell	39
Abbildung 20 - Steuerungsablauf – Flussdiagramm mit: Prognose, EMS-Koordination, Fallback und Überwachung, Monitoring und Meldung	41
Abbildung 21 - Wirksamkeitsnachweis AP 2.2 – Vergleich Originalprognose (blau) vs. optimierte Last-verlagerung (grün); Nennleistung 5 MW (rot gestrichelt), Überlastungsbereich (orange markiert) zwischen 11:00–13:30 Uhr	42
Abbildung 22 - Energiemarktpreise – Zeitreihe Mai 2024 bis August 2025; Tatsächlicher Preis (rot) vs. Prognose 2 Tage vorher (blau); Preisspanne –20 bis +35 ct/kWh (Quelle: energyforecast.de)	45
Abbildung 23 - OpenEMS-Integrationsarchitektur	47
Abbildung 24 - Übergeordnete Steuerung AP 2.5	48

Abbildung 25 - OpenEMS-Integrationsarchitektur Kommunikationspfad von KI-Battery mit Interface Trennung Netz- und Anlagenseite	51
Abbildung 26 - OpenEMS-Fahrplan-JSON – Codebeispiel mit zwei Einträgen	52
Abbildung 27 - Ablauf der vorbereitenden Maßnahmen und Analysen im Feldtest	55
Abbildung 28 - Lageübersicht der drei vorhandenen Feldteststationen im SWT-Netzgebiet	56
Abbildung 29 - Energiebilanzschema Standort A mit Zählpunkten Z1–Z4	57
Abbildung 30 - Energieflussdiagramm mit Prioritätstabelle und Summengleichung	60
Abbildung 31 - GIS-Auszug zu Netzstrang mit Batteriespeicher Standort A und untersuchte Szenarien	63
Abbildung 32 - Validierung des Batteriesimulationsmodells gegen Messung	64
Abbildung 33 - GIS-Darstellung Niederspannungsnetz NS1	65
Abbildung 34 - Monatliche Energieflüsse Standort A 2021 (Demand, Supply, Battery, Grid)	66
Abbildung 35 - Zeitlicher Verlauf Energieflüsse über eine Woche im Dezember 2021	67
Abbildung 36 - Monatliche Energieflüsse Standort B 2023 (Demand, Supply, Battery, Grid)	68
Abbildung 37 - Monatliche Energieflüsse Standort C 2022 (Demand, Supply, Battery Grid)	69
Abbildung 38 - Analyse Anlagen-KPIs Standort A Szenario Eigenverbrauch	70
Abbildung 39 - Analyse Anlagen-KPIs Standort A Szenario Eigenverbrauch und Peakshaving	71
Abbildung 40 - Zeitlicher Verlauf elektrischer Größen am Netzanschlusspunkt	72
Abbildung 41 - Sensitivität Speicherbetrieb auf Netzgrößen	73
Abbildung 42 - Szenario 1 - Netz mit Engpass ohne Speicher. Spannungsverläufe Phase A/B/C an Slack und KVS am Ende des Strangs (Tagesverlauf 00:00-21:00), Netzkarte mit Leitungsauslastung und Knoten-Spannung - Zeitpunkt 12:00	74
Abbildung 43 - Szenario 2 - Netz mit Engpass, Standard-Laden. Spannungsverläufe und Netzkarte analog Szenario 1; Einschub: Leistungsprofil Speicherbetrieb Standard-Laden (maximales Engpassrisiko, PV-Mittagsspitze ungedämpft) - Zeitpunkt 12:00	75
Abbildung 44 - Szenario 3 - Netz mit behobenen Engpass durch netzschonendes Laden. Zeitpunkt 12:00	76
Abbildung 45 - Module und Steuerungsmöglichkeiten Quelle: Bundesnetzagentur	81
Abbildung 46 - Preiskorridor Ausschreibungsergebnisse	88
Abbildung 47 - PV-Modulpreisentwicklung und Batteriepreisentwicklung 2013-2023.	89
Abbildung 48 - MaStR-Auswertungen zu regionaler Verteilung Heimspeicher	91
Abbildung 49 - Gesetzlicher Rolloutfahrplan iMSys Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	94
Abbildung 50 - Projektergebnisse im Überblick	100
Abbildung 51 - Erkenntnisse und Ausblick	100

Zusammenfassung

Eine intelligente, netzdienliche Steuerung von elektrischen Batteriespeichern kann helfen Lastspitzen und Spannungsbandverletzungen in Stromverteilnetzen zu vermeiden. Dazu wäre es nötig den, jetzt ausschließlich auf wirtschaftliche Optimierung der Anlage ausgelegten Steuerungsalgorithmus von Batterien, um eine Komponente mit einem Anreizmodell für netzdienlichen Betrieb zu erweitern.

Das Projekt KI-Battery verfolgte das Ziel, eine intelligente Steuerungslösung für Batteriespeicher zu entwickeln, die sowohl netzdienliche als auch wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt. Der entwickelte Ansatz integriert Netzzustandsprognose, Marktpreisprognose und Batteriesteuerung in einem ganzheitlichen System.

Kernkonzept: Eine KI-basierte Prognose der Netzauslastung - unter Einbeziehung von Wetter-, Last- und Marktpreisdaten - ermöglicht die vorausschauende Identifikation von Engpässen. Basierend auf dieser Prognose werden dynamische Netzentgelte berechnet, die als Anreizsignal an dezentrale Speicherbetreiber kommuniziert werden. Die lokale Batteriesteuerung reagiert auf diese Signale und verschiebt Lade-/Entladevorgänge so, dass Netzengpässe vermieden werden.

Im Projekt KI-Battery wurde für die lokale Batteriesteuerung die OpenSource Software OpenEMS verwendet. Die erarbeiteten Ergebnisse lassen sich auf andere EMS-Systeme übertragen.

In einer erweiterten Simulationsumgebung mit realen Netzdaten des Feldtestpartners Stadtwerke Trier (SWT) wurden die Ergebnisse überprüft. Dieser methodische Ansatz ermöglichte eine systematische Validierung der entwickelten Algorithmen unter kontrollierten Bedingungen bei gleichzeitiger Nutzung realer Betriebsdaten. Die Simulation erlaubt zudem die Untersuchung kritischer Szenarien, die im realen Netzbetrieb aus Sicherheitsgründen nicht provoziert werden können.

Der entwickelte Regelkreis aus Prognose, dynamischer Netzentgeltberechnung und Batteriesteuerung wurde in der Simulationsumgebung implementiert und validiert: - **Prognose:** KI-basierte Vorhersage von Last, Erzeugung und Netzauslastung (24-48h Horizont) - **Marktpreisprognose:** Integration externer Prognosedienste zur Korrelation mit Netzauslastung (niedrige Preise = hohe EE-Einspeisung = Engpassrisiko) - **Dynamisches Netzentgelt:** Berechnung zeitlich und örtlich differenzierter Anreize basierend auf prognostizierter Auslastung - **Batteriesteuerung:** OpenEMS-Integration für lokale Umsetzung der Flexibilitätsanfragen.

Ein besonderer Erfolg war die Identifikation und Lösung eines realen Netzproblems: In einem Niederspannungsnetz führten ca. 20 PV-Anlagen auf demselben Strang zu Spannungsüberhöhungen von über 10%. Die Simulation zeigte, dass eine optimierte Speichersteuerung (Laden zur Mittagszeit statt am Vormittag) dieses Problem vollständig lösen kann.

Das Projekt wurde durch die [Deutsche Bundesstiftung Umwelt \(DBU\)](https://www.dbu.de) unter dem Aktenzeichen 39462/01 gefördert. Der Bericht ist auf unserer Webseite www.gridhound.de verfügbar.

Einleitung

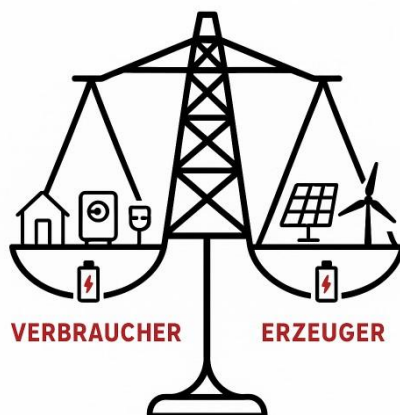
Ausgangssituation

Die Energiewende

Die Realisierung der Energiewende wird einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger, vorrangig von Windkraft- und PV-Anlagen, erfordern. Um das Problem der Volatilität der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen zu lösen, werden in Zukunft deutlich mehr Speichermöglichkeiten geschaffen werden müssen. Ein Teil dieser Speichermöglichkeiten kann durch den Einsatz von elektrischen Batteriespeichern realisiert werden.

Mit ihnen können Wind- und Sonnenenergie als Reserve für Tage vorgehalten werden, an denen es wolkig ist und der Wind nicht weht, oder: Tagsüber wird Solarstrom eingespeichert, der dann nachts abgerufen werden kann.

Energiebalance im Stromnetz



Speicher gleichen Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch aus

Abbildung 1 - Flexibilitätsmanagement im Energiesystem – Erzeugung, Netz, Verbrauch und Speicherung

Die Energiewende wird dabei aber nicht nur im Übertragungsnetz, sondern vor allem in den über 800 regionalen Verteilnetzen stattfinden. Die Stromverteilnetze sind für die zu erwartende Volatilität der Energieerzeugung innerhalb der Verteilnetze, sowie des zunehmend volatilen Energieverbrauchs, insbesondere durch Wärmepumpen und Ladestationen für Fahrzeuge, nicht ausgelegt.

Diese Volatilität wird durch den Einsatz von Batteriespeichern weiter erhöht. Um den Schwankungen im Netz zukünftig zu begegnen, ist die Digitalisierung der Netze mit dem Ziel der Überwachung des Netzzustands und der flexiblen Steuerung und Regelung des Netzbetriebes zwingend erforderlich.

Batteriespeicher können hierbei eine wichtige Rolle übernehmen. Mit Hilfe der Batteriespeicher könnten Lastspitzen und Spannungsbandverletzungen vermieden werden, wenn es gelingt, die Einspeicherung und Ausspeicherung von Energie auch zugunsten der Netzstabilität zu steuern. Aktuell werden Steuerungen von Batterieanlagen nahezu ausschließlich zur wirtschaftlichen Optimierung zugunsten des Anlagenbetreibers eingesetzt.

Stand der Technik

Der Betrieb der Stromnetze, besonders in der Verteilnetzebene, wird für die Netzbetreiber zukünftig durch die Elektrifizierung vieler Technologien, wie E-Autos, Wärmepumpen und einer Reihe industrieller Anwendungen immer schwieriger und birgt die Gefahr von Ausfällen oder Blackouts. Das zeigt sich auch daran, dass Anfang 2024 eine gesetzliche Regel (§14a EnWG) verabschiedete wurde, die es den Netzbetreibern zukünftig erlaubt (Umsetzung bis Ende 2028), elektrische Verbraucher extern drosseln zu können, um Netzausfälle zu verhindern. Dementsprechend wichtig ist es, die Netze sehr viel besser regeln zu können, als es derzeit möglich ist. Einer der Hauptbestandteile zur Steuerung ist die Netzzustandsermittlung, die den erwarteten Verbrauch und die voraussichtliche Einspeisung möglichst exakt vorhersagen kann, um frühzeitig eingreifen und regeln zu können.

Gridhound hat mit Unterstützung der DBU das KI-unterstützte System zur Netzzustandsschätzung in Mittelspannungsnetzen „Graice“ (Grid-Artificial-Intelligence-Computing-Engine) entwickelt, das in der Lage ist, das Verhalten des Verteilnetzes zu erlernen und auf Basis sehr weniger Messstellen, die elektrischen Kenngrößen an allen anderen Netzelementen ermitteln zu können. Damit kann künftig die vollständige Beobachtbarkeit im Verteilnetz hergestellt werden.

Beteiligte Unternehmen:

gridhound

Rechtsform: Gesellschaft mit beschränkter Haftung

Handelsregister: AG Aachen, HRB 19531

Die gridhound GmbH wurde 2015 als Spin-Off der RWTH Aachen und des E.ON Energy Research Centers in der Rechtsform UG gegründet. Im Jahr 2019 erfolgte die Umfirmierung in eine GmbH. An dem Unternehmen sind mehrere Business-Angels beteiligt. In den ersten Jahren hat das Unternehmen die grundlegende Software zur Netzzustandsermittlung entwickelt. Die Projekte wurden mit europäischen Fördermitteln unterstützt. gridhound möchte sich als führendes KI-Start-Up im Bereich der Stromnetzsteuerung positionieren und die digitale Transformation in Stromverteilnetzen mit Software-Lösungen und Dienstleistungen voranbringen.

Assoziierte Partner

Im Projekt wurde als Partner für den Themenbereich Regulatorik/Preise/Energiemarkt die Fa. Wirk:Stadt GmbH, Aachen, (Beratungsunternehmen) eingebunden. Wirk:Stadt unterstützt das Projekt insbesondere beim Thema Finanzierungs- und Vergütungsmodelle unter Berücksichtigung von Markt und Regularien als Unterauftragnehmer der gridhound GmbH.

Als assoziierter Partner für die Anwendungsversuche wurde das Energieversorgungsunternehmen Stadtwerke Trier AÖR eingebunden. Als kommunaler Infrastruktur- und Energiedienstleister versorgen die Stadtwerke Trier (SWT) mit über 800 Mitarbeitern die kreisfreie Stadt Trier im Südwesten von Rheinland-Pfalz mit Strom, Gas, Wärme und Trinkwasser. Darüber hinaus sind sie in der umliegenden Region als Gas- und Wasserversorger sowie Ingenieurdienstleister tätig. Des Weiteren betreiben die SWT diverse Photovoltaik-, Wind- und Wasserkraftwerke in der Region Trier.

Ziele des Projekts

Im vorliegenden Vorhaben sollte ein zusätzlicher Batteriesteueralgorithmus zum netzdienlichen Einsatz industrieller Batteriespeichereinrichtungen entwickelt werden, der in das vorhandene System Graice integriert werden kann.

Der entwickelte Batteriesteueralgorithmus ist technologisch auch für nicht industrielle Batteriespeicher geeignet.

Das Projekt KI-Battery verfolgte das Ziel, eine intelligente Software für die Steuerung von Batteriespeichern zu entwickeln, die es den Netzbetreibern ermöglicht, das Kapazitätspotenzial von Erneuerbare-Energie-Erzeugern zukünftig besser ausnutzen zu können, als es bisher möglich ist. Damit wird ein weiterer kostengünstiger Beitrag zum schnelleren Ausstieg aus fossiler Energieerzeugung geleistet.

Bei der Entwicklung standen die Themen

- Berücksichtigung von Lade- und Entlade-Flexibilitäten - wieviel Leistung und Energie stehen zu welchem Zeitpunkt/Zeitraum im Batteriespeicher zur Verfügung bzw. werden vom Batteriespeicherbetreiber freigegeben,
- Berücksichtigung von Netzkapazitäten sowie Beseitigung von Engpässen (basierend auf KI-State Estimation) – wann steht das Netz mit welchen Kapazitäten für den allgemeinen Stromhandel zur Verfügung (z.B. Einkauf/Laden bei negativem Preis und Verkauf/Entladen bei hohem Strompreis an der Strombörse) und wann benötigt das Stromnetz auf Grundlage von Engpässen eine lokale Entnahme oder Einspeisung von Strom,
- Erprobung mit möglichst realitätsnahen Daten

im Fokus. Mit der sinnvollen Erweiterung von Graice können damit weitere Umweltpotentiale durch bessere Ausschöpfung der erneuerbaren Energieerzeugungskapazitäten generiert werden.

Damit wurde erstmals eine dezentrale Lösung für die Netzdienlichkeit im Verteilnetz (Mittel- und Niederspannung) entwickelt, die Netzseite und Kundenseite kombiniert. Mit Batteriespeichern am Umspannwerk bzw. an der Ortsnetzstation können Engpässe bzw. Energiespitzen bereits dort vermieden werden, wo sie entstehen – etwa beim Mittags-Peak bei PV-Einspeisung oder beim erhöhten Strombedarf durch Wärmepumpen und E-Auto-Ladestationen am dunklen Winterabend.

Nachfolgende Grafik zeigt das Wirkungsfeld und Zusammenspiel der einzelnen Bausteine und gridhound-Anwendungen.

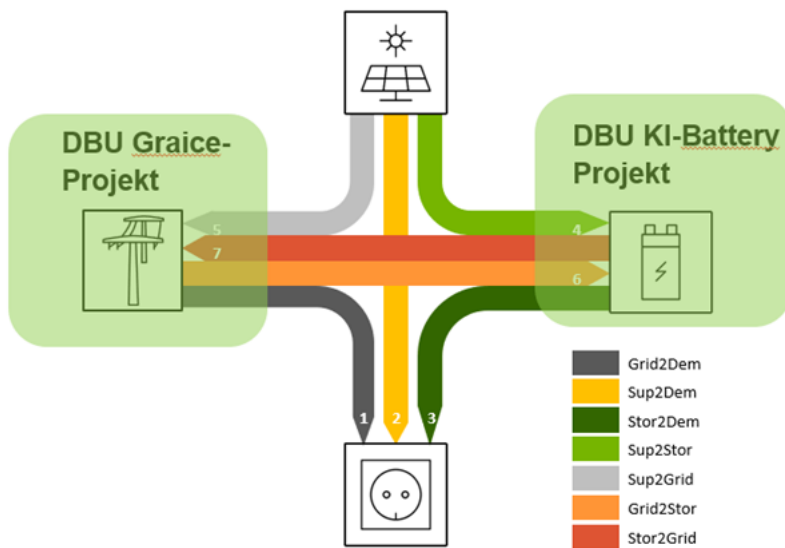


Abbildung 2: Zusammenspiel und Wirkungsfeld der gridhound Anwendungen

Im vorliegenden Projekt gilt es, folgende Energieflüsse zu steuern:

- Batterie laden aus lokalen Erzeugungsanlagen (4)
- Batterie laden aus dem Netz (6)
- Batterie entladen in das Netz (7)
- Batterie entladen an lokale Verbraucher (3)

Die Steuerungsparameter hierfür sind:

- Ladezustand der Batterie
- Erzeugungsprognose
- Verbrauchsprognose
- Prognose Netzzustand
- Strompreisprognose

Aufgabenstellung

Die Umsetzung des Lösungskonzepts erfolgte in fünf Arbeitspaketen.

AP 1 Einsatzanalyse

Zeitraumen: 1 Monat (1 PM)

AP 2 Algorithmus für eine Flexibilitätssteuerung von Batteriespeichern

Zeitraumen: 10 Monate (20 PM)

AP 3 Schnittstellen: Batterie, Netz, Markt, Wetter

Zeitraumen: 1 Monat (1 PM)

AP 4 Feldtest

Zeitraumen: 7 Monate (7 PM)

AP 5 Untersuchung Markt und Regulatorik

Zeitraumen: 15 Monate (4 PM)

Durchführung

Das Projekt wurde in enger und konstruktiver Zusammenarbeit mit den oben vorgestellten assoziierten Projektpartnern durchgeführt.

Der folgender Balkenplan zeigt die zeitliche Umsetzung des Projektes mit den Arbeitspaketen und entsprechenden Personenmonaten.

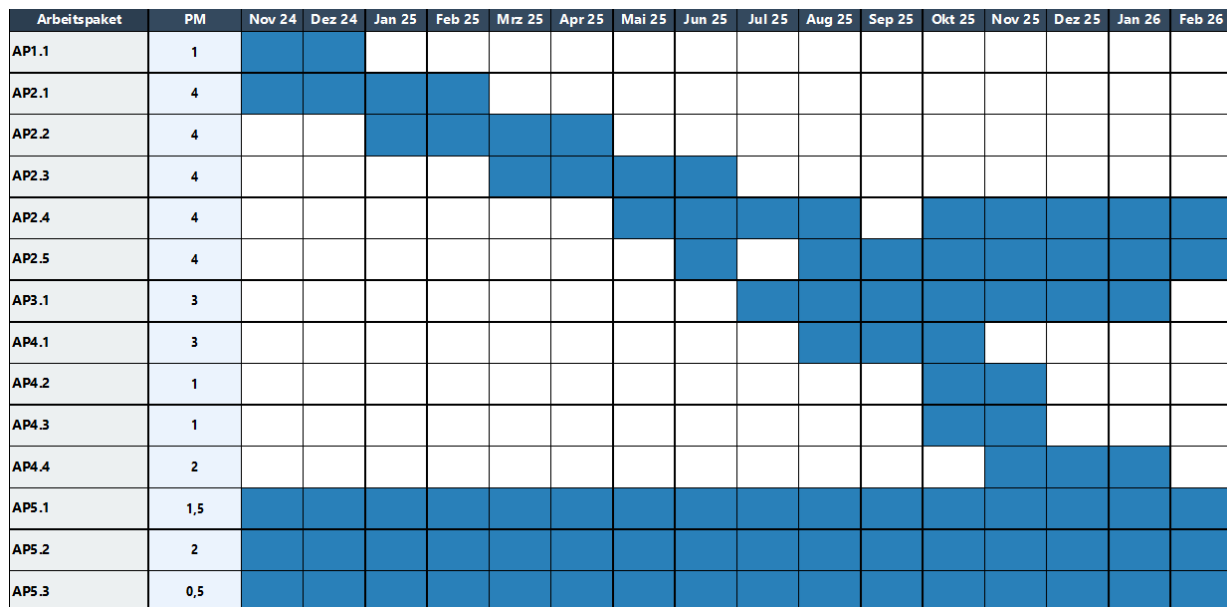


Abbildung 1 - Balkendiagramm Projekt

Hauptteil

AP 1 Einsatzanalyse

Im Rahmen des Arbeitspakets 1 wurde eine systematische Einsatzanalyse für Batteriespeicher im Energiesystem durchgeführt. Ziel war es, die relevanten Anwendungsfälle und Einsatzszenarien zu identifizieren, zu kategorisieren und hinsichtlich ihrer Bedeutung für den netzdienlichen Betrieb zu bewerten. Die Analyse umfasst sowohl die technischen Grundlagen und Einsatzgebiete als auch die wirtschaftlichen und systemischen Anforderungen an moderne Batteriespeichersysteme.

AP 1.1: Analyse und Definition möglicher Einsatzziele inklusive netzdienlichem Einsatz

Das Arbeitspaket gliedert sich in folgende Unterabschnitte: Grundlagen und Einsatzgebiete, Systemdienstleistungen, Spitzenlastmanagement, Eigenverbrauchsoptimierung und Netzszenarien-Analyse.

Einsatzgebiete und Anwendungsfälle

Batteriespeicher können für eine Vielzahl von Anwendungsfällen eingesetzt werden, die sich je nach Perspektive des Nutzers unterscheiden. Die folgende Tabelle 1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Einsatzgebiete und die jeweiligen Nutzergruppen:

Anwendungsfall	Nutzer
Netzdienlicher Einsatz (Spitzenreduktion, Spannungshaltung)	Verteilnetzbetreiber
Lokale Eigenbedarfsoptimierung	Industriekunde, Quartiersbetreiber (Stadwerke)
Lokale Spitzenreduktion	Industriekunde, Quartiersbetreiber (Stadwerke)
Lokale Notstromversorgung	Industriekunde, Quartiersbetreiber (Stadwerke)
Vermarktung als Energieproduzent – Time Shifting	Speicherbetreiber > Energiehändler (Spotmarkt)
Primärregelleistung – Frequenzhaltung	Speicherbetreiber > Übertragungsnetzbetreiber
Sekundärregelleistung	Speicherbetreiber > Übertragungsnetzbetreiber
Tertiärregelmarkt, Minutenreserve	Speicherbetreiber > Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 1 - Einsatzgebiete und Anwendungsfälle von Batteriespeichern nach Nutzergruppen

Hierbei sind für das KI-Battery-Projekt besonders der netzdienliche Einsatz, als auch die lokale Eigenbedarfsoptimierung und Spitzenreduktion relevant. Auf die einzelnen Anwendungsfälle wird in den folgenden Ausführungen im Detail eingegangen.

Markt-, Netz- und Systemdienlichkeit von Batteriespeichern

Batteriespeicher können grundsätzlich in drei Betriebsmodi eingesetzt werden, die sich in ihrer Wirkungsebene und ihrem Nutzerkreis unterscheiden:

Marktdienlich: Bei stark volatilen Marktpreisen können Marktteilnehmer Flexibilitäten einsetzen, um Preisspitzen abzufedern. Dabei findet derzeit ein Paradigmenwechsel statt: Während Endverbraucher bislang von Energieversorgungsunternehmen (EVU) passiv zu- oder abgeschaltet wurden, können sie künftig selbst Preisdifferenzen für sich ausnutzen.

Netzdienlich: Verteilnetzbetreiber können Flexibilitäten nutzen, um lokal kritische Netzsituationen zu entschärfen. Dadurch kann in bestimmten Fällen ein wirtschaftlich ineffizienter Netzausbau vermieden, reduziert oder zeitlich verschoben werden. Beispiele für den netzdienlichen Einsatz sind die Drosselung dezentraler Erzeugungsanlagen zur Vermeidung hoher Einspeisespitzen, die netzdienliche Nutzung von Speichern sowie die gesteuerte zeitliche Verschiebung des Verbrauchs (Loadshifting durch Demand Side Management oder Demand Side Response). Die Auswirkungen einer netzdienlichen Flexibilitätsnutzung sind lokal begrenzt.

Systemdienlich: Der Übertragungsnetzbetreiber kann Flexibilität zum Erhalt der Systemstabilität nutzen. Einen Überblick der systemdienlichen Funktionen liefert die Abbildung 2. Auf die einzelnen Funktionen in den einzelnen Unterkapiteln des AP1 eingegangen. Für den systemdienlichen Einsatz beteiligen sich typischerweise Marktteilnehmer am Regellenergiemarkt und geben dort Angebote ab. Der Übertragungsnetzbetreiber kann diese Ressourcen dann für das Ausregeln des Systems oder für Redispatch-Maßnahmen verwenden.

Diese Betriebsweisen stehen in einem potenziellen Konkurrenzverhältnis zueinander. Insbesondere der eher lokale und auf einen Verteilnetzbetreiber bezogene netzdienliche Einsatz von Flexibilität kann dabei stark vom markt- bzw. systemdienlichen Betrieb abweichen. So muss der kurzfristige Abruf von Regelleistung oder die Reaktion auf den aktuellen Börsenstrompreis nicht unbedingt mit lokalen Netzverhältnissen übereinstimmen und könnte sogar zu potenziellen Netzengpässen führen [1].

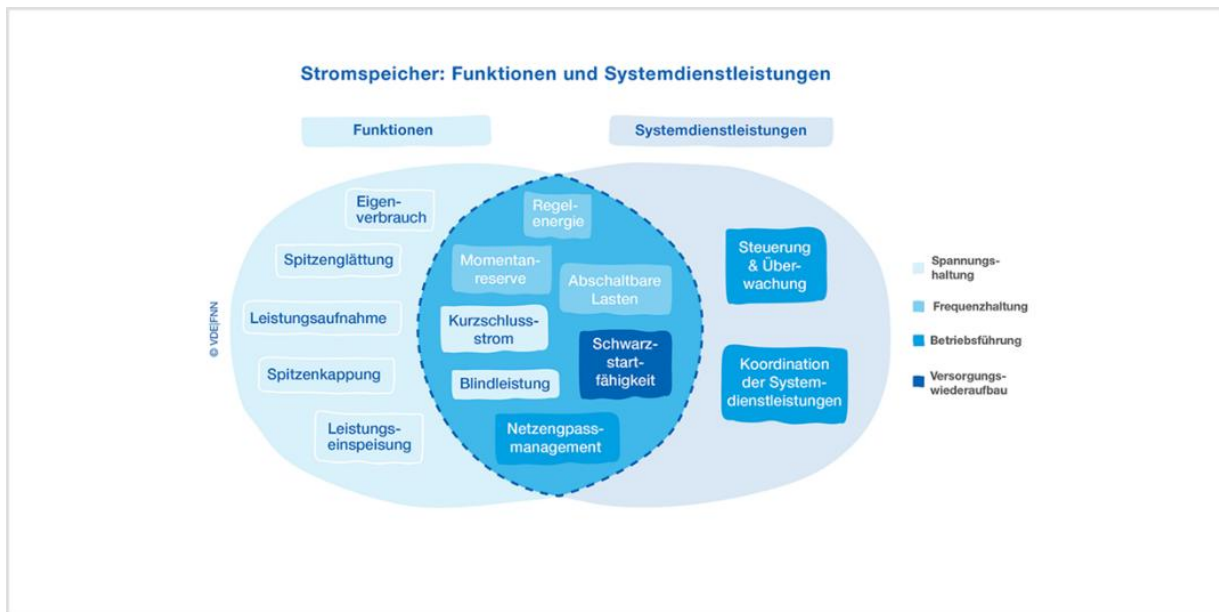


Abbildung 2 - Funktion und Systemdienstleistungen von Stromspeichern – Elektrotechnische Aufteilung (Quelle: DKE)

Batteriespeichertechnologien

Bei den eingesetzten Batterietechnologien haben sich Lithium-Ionen-Batterien als dominierende Technologie für stationäre Energiespeicher durchgesetzt, siehe Abbildung 3.

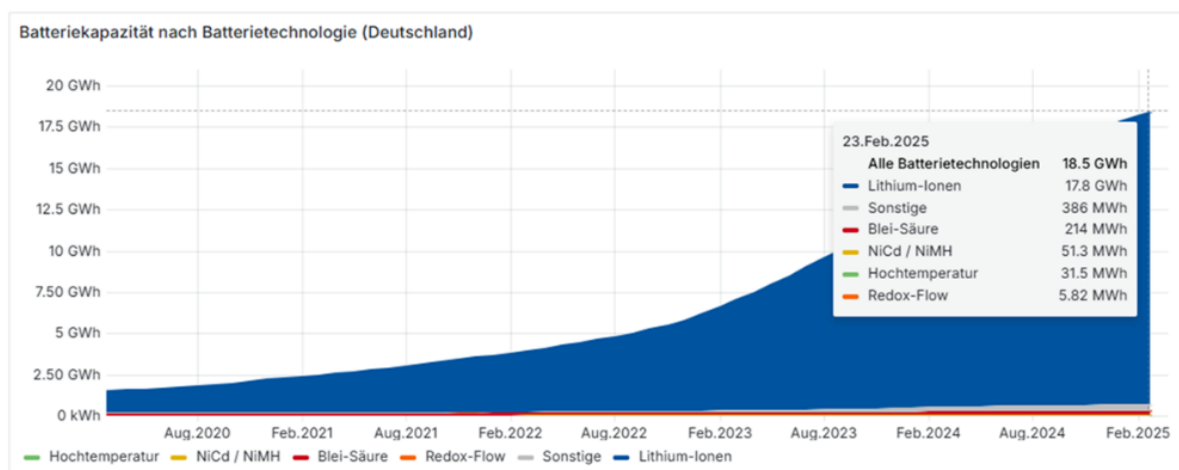


Abbildung 3 - Batteriekapazität nach Batterietechnologie in Deutschland (Stand: Februar 2025) (Quelle: battery-charts.rwth-aachen.de)

Die Auswertungen der RWTH-Aachen beziehen sich auf einen Zeitraum zwischen Anfang 2020 und 2025 für die verwendeten Technologien in Deutschland.

Lithium-Ionen-Batterien weisen in den meisten Anwendungen eine höhere Effizienz und längere Lebensdauer auf. Blei-Säure-Batterien sind jedoch weiterhin besonders für unterbrechungsfreie

Stromversorgung (USV) geeignet. Der Grund: Diese Batterien befinden sich die meiste Zeit in einem Bereitschaftszustand bei hohem Ladezustand (State of Charge, SOC). Bei hohem SOC zeigen Lithium-Ionen-Batterien beschleunigtes Altern, was bei Blei-Säure-Batterien nicht der Fall ist.

Kategorien von Batteriespeichersystemen

Stationäre Batteriespeichersysteme werden in drei Hauptkategorien eingeteilt, die sich nach der installierten Speicherkapazität unterscheiden:

- Heimspeicher (HSS – Home Storage System): Speicherkapazität bis 30 kWh
- Industriespeicher (ISS – Industrial Storage System): Speicherkapazität zwischen 30 kWh und 1.000 kWh
- Großspeicher (LSS – Large Storage System): Speicherkapazität ab 1.000 kWh (1 MWh)

Im Folgenden werden die drei Kategorien detailliert beschrieben, um sie in den Kontext der möglichen Anwendungen im Forschungsprojekt zu setzen. Die Ausführungen basieren hierbei auf einer Marktstudie der RWTH [2].

Heimspeicher (HSS)

Der Heimspeichermarkt ist das mit Abstand größte stationäre Speichersegment in Deutschland. Die installierten Heimspeicher sind nahezu vollständig (98%) mit Lithium-Ionen-Batterien ausgestattet, was den Trend der Vorjahre fortsetzt.

Die mittlere Energie pro System blieb mit ca. 8,8 kWh gegenüber dem Vorjahr nahezu konstant, während die mittlere Leistung von 5 kW auf 5,3 kW anstieg. Die Leistungswerte wuchsen schneller als die Energiewerte, was dem Kundenwunsch nach höherer Autarkie im Privathaushalten – einschließlich Laden von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpenbetrieb – entspricht. Das Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (EPR) - ein typischer weiterer Batterieindikator, der die Speicherkapazität mit der maximal verfügbaren Leistungsabgabe bzw. -aufnahme kombiniert - liegt für die meisten Systeme bei ca. 2 Stunden. Im Jahr 2022 wurden insgesamt ca. 220.000 neue HSS installiert - siehe Abbildung 4 -, was einen Zubau von 1.944 MWh Energie und 1.164 MW Leistung bedeutete (Wachstum: +52% Energie, +60% Leistung). Kumuliert waren Ende 2022 in Deutschland 5.495 MWh HSS-Energie und 3.098 MW Leistung installiert.

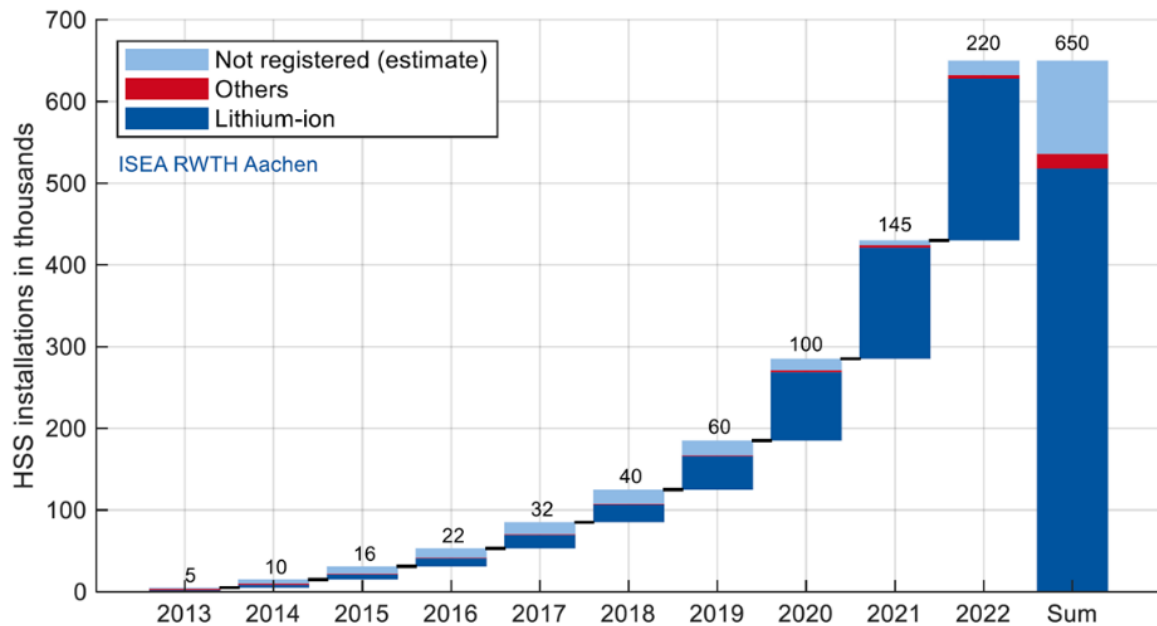


Abbildung 4 - Entwicklung der Heimspeicher-Installationen in Deutschland 2013–2022 (Quelle: ISEA RWTH Aachen)

Industriespeicher (ISS)

Der Industriespeichermarkt ist das kleinste stationäre Speichersegment in Deutschland, verzeichnet jedoch Wachstum. Bei der Batterietechnologie führen Lithium-Ionen-Systeme mit 95% der ISS-Energie, während Blei-Säure-Systeme ca. 3% ausmachen. Die Entwicklung der installierten ISS-Speicher zeigt Abbildung 5.

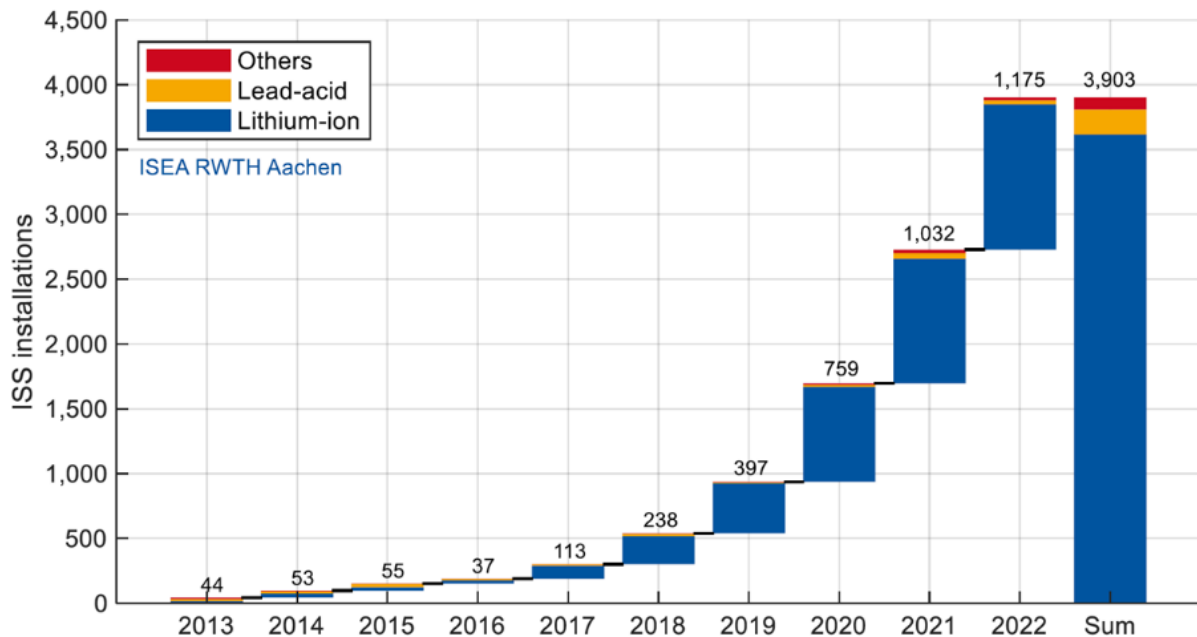


Abbildung 5 - Entwicklung der Industriespeicher-Installationen 2013–2022 nach Technologie (Quelle: ISEA RWTH Aachen)

Die meisten in Betrieb befindlichen ISS liegen im Bereich 30 kWh bis 100 kWh – dieses Segment macht etwa 86% der Systeme aus. Der Anteil von ISS zwischen 100 kWh und 200 kWh beträgt knapp 8%. ISS über 200 kWh bleiben mit ca. 6% der Systeme eine Ausnahme. Der Median des EPR liegt bei etwa 3 Stunden, der energiegewichtete Mittelwert unter 2 Stunden. Rund die Hälfte der ISS-Energie wird für die Integration erneuerbarer Energien genutzt, 10% für eine Kombination aus EE-Integration und Elektromobilität, 12% als unterbrechungsfreie Stromversorgung.

Großspeicher (LSS)

Ende 2022 waren insgesamt 149 Großspeicher mit einer Energie von 1.204 MWh und einer Leistung von 1.072 MW installiert. Der Hochlauf der installierten Anlagen bis 2022 und eine Prognose für die geplanten Anlagen nach 2022 zeigt Abbildung 6. Die Ankündigungen für die nächsten zwei bis drei Jahre übertreffen bereits den gesamten kumulierten Bestand bis Ende 2022 mit 1.414 MWh und 1.123 MW.

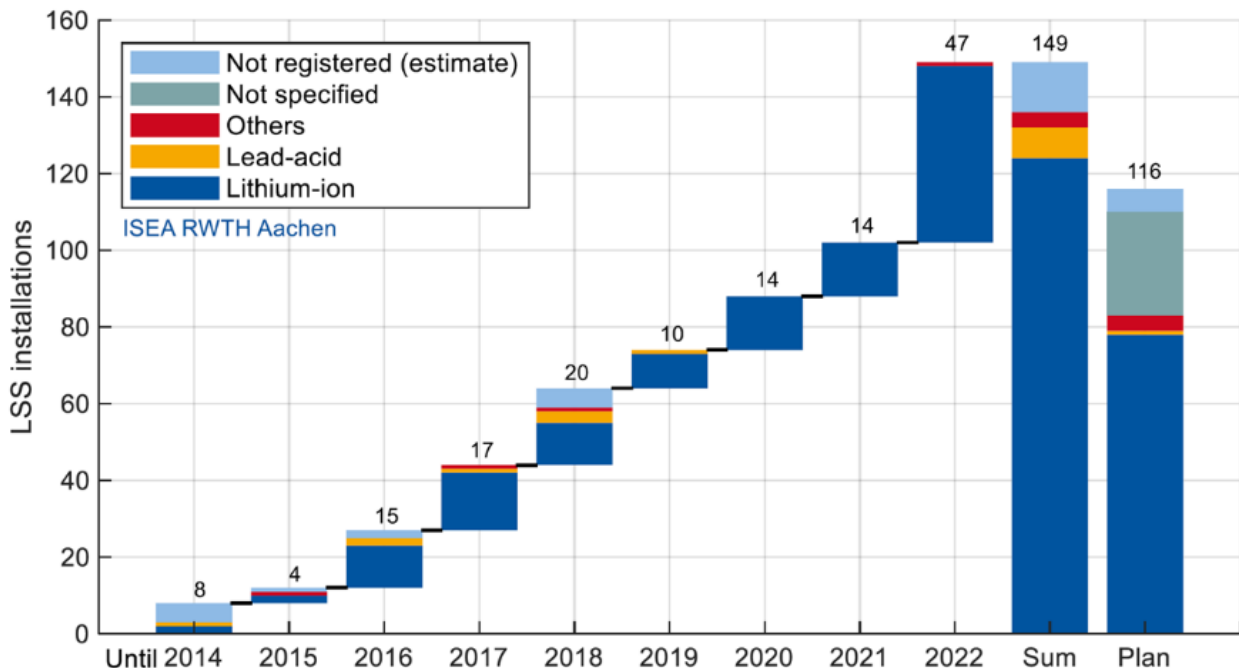


Abbildung 6 - Entwicklung der Großspeicher-Installationen 2013–2022 mit Ausblick auf Planungsprojekte (Quelle: ISEA RWTH Aachen)

Bis 2019 wurden Großspeicher fast ausschließlich für die Bereitstellung von Primärregelleistung (FCR – Frequency Containment Reserve) gebaut. Als Reaktion auf den zunehmenden Wettbewerb im FCR-Markt prüfen Großspeicherbetreiber nun auch weitere Einsatzmöglichkeiten, insbesondere die automatische Frequenzwiederherstellungsreserve (aFRR), deren Markt drei- bis viermal so groß wie der FCR-Markt ist.

Neben Systemdienstleistungen (ca. 750 MWh / 685 MW im Betrieb) gewinnen folgende Anwendungen im Großspeicherbetrieb zunehmend an Bedeutung:

- Integration erneuerbarer Energien (RE Integration): 250 MWh / 200 MW im Betrieb, 700 MWh angekündigt – überwiegend PV-Kombiprojekte im Rahmen der Innovationsausschreibungen
- Industrielle Energieversorgung: 50 MWh / 50 MW im Betrieb – Eigenverbrauch und Spitzenlastmanagement
- Multi-Use-Betrieb: 150 MWh / 130 MW im Betrieb – Kombination aus Front-of-Meter (Systemdienstleistungen) und Behind-the-Meter (Eigenverbrauch, Spitzenkappung)
- Netzbooster: 450 MWh / 450 MW geplant – zur temporären Entlastung von Netzengpässen; geplante Pilotprojekte von TenneT (Audorf/Süd, Ottenhofen: je 100 MWh / 100 MW) und TransnetBW (Kupferzell: 250 MWh / 250 MW)

Überblick und Vergleich der Speicherkategorien

Ende 2022 wurden insgesamt 30 GWh neue Batterieenergie installiert, wovon 9% auf stationäre Speicher und 91% auf Elektrofahrzeuge entfielen. Kumuliert verfügte Deutschland damit über

ca. 72 GWh Batteriekapazität. Innerhalb des stationären Markts (7 GWh) dominieren die Heimspeicher mit 79% (5,49 GWh), während Industriespeicher 4% (0,27 GWh) und Großspeicher 17% (1,2 GWh) ausmachen.

Abschließend sind zur Übersicht die mittleren Kennwerte (Energie, Leistung und mittlerer EPR) der drei Speicherklassen im Vergleich in Tabelle 2 aufgeführt:

Kennwert	HSS	ISS	LSS
Mittl. Energie	8 kWh	68,5 kWh	7,17 MWh
Mittl. Leistung	4,4 kW	41,7 kW	6,58 MW
EPR (mittel)	1,8 h	1,8 h	1,1 h
Netzanschluss	Niederspannung (Haushalt)	Mittelspannung (Gewerbe)	HS/MS-Sammelschiene

Tabelle 2 - Vergleich der mittleren Kennwerte von HSS, ISS und LSS (Quelle: Eigene Auswertung auf Basis Figgner et al., 2023)

Zusätzlich ist in der unteren Zeile der Tabelle die typische Netzanschlussebene bzw. Spannungsebene des Speicherklassen genannt. Auf die im Folgenden genauer eingegangen wird.

Netzanschluss und Systemintegration

Die Anschlussleistungen von Batteriespeichern richten sich nach der jeweiligen Spannungsebene und den technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber. Heimspeicher sind meistens direkt an den Netzanschlüssen der Endkunden installiert. Auch Industriespeicher (ISS) mit einer mittleren Leistung von 41,7 kW sind typischerweise im Ortsnetz als Gewerbekunden angeschlossen. Daneben gibt es auch Speichergrößen ab 100 kW, die direkt an der Trafostation angeschlossen sind. Hierbei handelt es sich um Kundenstationen – also eigene Trafostationen eines gewerblichen bzw. industriellen Kunden. Die Großspeicher (LSS) mit einer mittleren Leistung von 6,58 MW werden bei den Leistungsklassen direkt an der Umspannwerk-Sammelschiene (HS/MS) angeschlossen.

Für Mittelspannungsnetze (mit Nennspannungen von 10, 20 oder 30 kV) gelten gemäß den TAB (am Beispiel der Westnetz) folgende Richtwerte für Anschlussleistungen einzelner Kundenanlagen - Tabelle 3:

Spannungsebene	Anschlussleistung (Orientierungswert)
Anschluss an ein 10-kV-Netz	200 kVA bis 3 MVA
Anschluss an eine 10-kV-Sammelschiene	3 MVA bis 11 MVA
Anschluss an ein 20-kV-Netz	200 kVA bis 5,5 MVA
Anschluss an eine 20-kV-Sammelschiene	5,5 MVA bis 20 MVA
Anschluss an ein 30-kV-Netz	3 MVA bis 11 MVA
Anschluss an eine 30-kV-Sammelschiene	11 MVA bis 20 MVA

Tabelle 3 - Anschlussleistungen einzelner Kundenanlagen in Abhängigkeit der Spannungsebene (Quelle: TAB MS Westnetz)

Das folgende Beispiel der Anwendungen von Stromspeichern im Stromnetz Hamburg verdeutlicht die Bandbreite der Einsatzformen zu den jeweiligen Spannungsebenen in einem Stadtgebiet – siehe Abbildung 7 (Bildquelle: Stromnetz Hamburg Stromnetz Hamburg 24.01.2019 | Stromspeicher in Hamburg - Sachstand, Relevanz und Perspektiven):

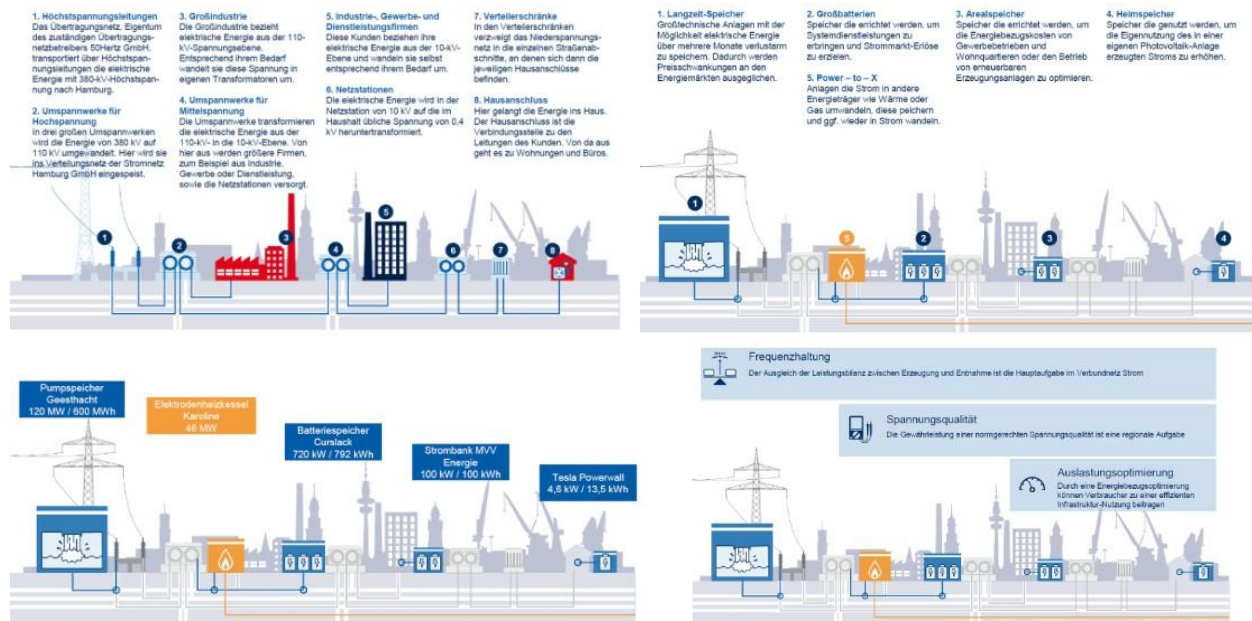


Abbildung 7 - Beispiel Stromspeicher Hamburg – Überblick verschiedener Speichertypen und Spannungsebenen

Vom Pumpspeicher Geesthacht (120 MW / 600 MWh) über den Batteriespeicher Curslack (720 kW / 792 kWh, LSS) und die Strombank MVV Energie (100 kW / 100 kWh, ISS) bis hin zur Tesla Powerwall (4,6 kW / 13,5 kWh, HSS) können Speicher auf allen Spannungsebenen netzdienliche Funktionen übernehmen: Frequenzhaltung (primär ab 110 kV), Spannungsqualität (bis 110-kV-Verteilnetze) und Auslastungsoptimierung (in Verteilnetzen bis 10 kV).

Systemdienstleistungen

Wie in der Einleitung zum Arbeitspaket 1 erwähnt, können Batteriespeicher als schnell reagierende Flexibilitätsressource wichtige Systemdienstleistungen für den sicheren Netzbetrieb erbringen. Dieser Abschnitt beschreibt die relevanten Anforderungen und Einsatzmöglichkeiten im Bereich der Netzsystemdienstleistungen.

Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb

Für einen sicheren Netzbetrieb müssen stets folgende Grundbedingungen erfüllt sein: der Ausgleich von Last und Erzeugung (Wirkleistungshaushalt und Frequenzhaltung) sowie ein ausgeglichenes Spannungsband (Blindleistungshaushalt). Der sichere Systembetrieb wird durch zwei wesentliche Mechanismen gewährleistet: die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung zur Frequenzhaltung sowie die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung.

Die Höhe der benötigten Regelleistung wird überregional durch den Übertragungsnetzbetreiber (ab 220 kV) bestimmt und hängt insbesondere von folgenden Faktoren ab:

- Ausfälle der größten Kraftwerkseinheiten
- Fehler bei der Prognose der Einspeisung erneuerbarer Energien oder des Netzbezugs von Verbrauchern

Der Blindleistungsbedarf ist – im Gegensatz zur Regelleistung – regional differenziert und betrifft vor allem Verteilernetze der 110-kV-Ebene und darunter. Maßgeblich sind dabei die Netzdimensionierung und die Lastflusssituation im betrachteten (Teil-)Netzgebiet [3].

Regelleistung und Regelergiemarkt

Aufgrund der schnellen Aktivierungszeit von Batteriespeichern bietet sich insbesondere die Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) für PV-Batteriespeichersysteme an. Batteriespeicher können die technischen Anforderungen erfüllen: vollständige Leistungsaktivierung innerhalb von 30 Sekunden und Bereitstellungszeitraum von mindestens 15 Minuten.

Um die erforderliche Leistungshöhe für die Teilnahme am PRL-Markt bereitzustellen, ist jedoch die Aggregation mehrerer PV-Batteriespeichersysteme mit synchroner Aktivierungsmöglichkeit erforderlich. Einzelne Heimspeicher erreichen die Mindestgröße für eine direkte Teilnahme nicht.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass für ein PV-Batteriespeichersystem, welches zur Optimierung des Eigenverbrauchs ausgelegt und betrieben wird, die Vermarktung am PRL-Markt unter den getroffenen Annahmen und dem aktuellen Durchschnittspreis der PRL-Vergütung ein eher unattraktives Geschäftsmodell darstellt.

Die wesentlichen Treiber der zukünftigen Verbreitung von dezentralen Batteriespeichern in Deutschland sind daher die Eigenverbrauchsoptimierung in PV-Batteriespeichersystemen und die Elektromobilität. Weitere Anwendungsfelder wie der Energiehandel am Strommarkt, die Vermarktung von Regelernergie oder eine Beteiligung am Redispatch bieten aus aktueller Sicht deutlich geringere Erlösmöglichkeiten als die Eigenverbrauchsoptimierung [3].

Blindleistungsmanagement und Netzqualität

Neben der Regelleistung können Batteriespeicher auch zur Spannungshaltung durch Blindleistungsmanagement eingesetzt werden [4]. Die wesentlichen Betriebsweisen sind:

- Blindleistungsbereitstellung bzw. Blindleistungsbezug, insbesondere zur Spannungshaltung
- Phasen-Symmetrierung bzw. Reduktion unsymmetrischer Belastung
- Netzqualitäts-Unterstützung durch aktive Filterfunktion bzw. Harmonischen-Kompensation

Energiehandel und Spitzenlastmanagement

Neben den klassischen Systemdienstleistungen bieten Batteriespeicher erhebliches Potenzial im Bereich des Energiehandels und des Lastmanagements. Dieser Abschnitt beschreibt Lastmanagement-Strategien, preisabhängige Steuerungskonzepte und den Aufbau geeigneter Energiemanagementsysteme.

Lastmanagement-Strategien

Batteriespeicher werden neben der Eigenverbrauchsoptimierung auch für andere Zwecke eingesetzt, insbesondere um Netzschwankungen kurzfristig ausgleichen zu können und für die Spitzenlastkappung. Diese Anwendungen spielen vor allem im Gewerbebereich eine wichtige Rolle.

Das Lastspitzenbrechen ist eine bekannte Funktion von Batteriespeichersystemen und kann je nach Hersteller und verwendetem Energiemanagementsystem (EMS) parametrisiert werden. Ziel

ist es, kurze Bezugsleistungsspitzen in ihrer Ausprägung – also maximale Leistung über einem Schwellwert sowie Dauer der Verbrauchsspitze – zu beschränken und so ein glatteres Lastprofil zu erreichen, welches die lokalen Netzbetriebsmittel (Leitungen, Kabel, Transformatoren) weniger belastet sowie hohe Spannungsfälle (Überspannungen bzw. Unterspannungen) vermeidet bzw. reduziert. Dabei stehen zwei Anwendungsfälle im Vordergrund [1][5]:

- Reduktion der Leistungspreis-Komponente beim Netznutzungstarif (direkte Einflussnahme auf Energiebezugskosten)
- Schutz vor Überlastung des Netzanschlusses (indirekte Kostenreduktion durch Schutz vor Ausfall oder notwendigem Ausbau)

Preisabhängige Steuerung und Auslastung

Eine strommarktorientierte Speicherbewirtschaftung führt zu einer deutlichen Erhöhung der Speichernutzung über das gesamte Jahr hinweg. Im Vergleich zur rein eigenverbrauchsoptimierten Bewirtschaftung fahren die Batteriespeicher gleichmäßiger Zyklen, was sich in einem höheren Wert des FEC-Indikators (Full Equivalent Cycles – vollständige äquivalente Zyklen) niederschlägt. Der FEC wird berechnet aus der - typischerweise für ein Jahr ermittelten - Ladeenergie zur Batterienennkapazität.

Energiehandel am Strommarkt

Sofern eine aktive Teilnahme am Stromhandel organisatorisch und technisch umgesetzt werden kann, besteht die Möglichkeit, die Flexibilität von Batteriespeichern nicht nur für das Energiemanagement des Haushalts, sondern auch zum Stromhandel einzusetzen. Wesentliche Aspekte sind:

- Dynamisches Preissignal auf Basis des Börsenstrompreises als Steuerungsgrundlage
- Einfluss auf die Netzauslastung durch veränderten Spitzenlastbezug
- Home Energy Management Systeme (HEMS) ermöglichen eine erhöhte Ausnutzung von Flexibilitäten bei verschiedenen Netzentgelt-Strukturen (kWh- und kWp-basiert)
- Die Wirtschaftlichkeit dieses Geschäftsmodells hängt maßgeblich davon ab, wie groß die dynamische Komponente des Strompreises im Verhältnis zu statischen Preisbestandteilen ist

Daher erscheint ein ganzheitliches Energiemanagementsystem, welches die verschiedenen vorgenannten Aspekte des Batterieeinsatzes berücksichtigt ein notwendiger Weg für einen optimierten Betrieb zu sein.

Aufbau des Energiemanagementsystems

Das im KI-Battery-Projekt verwendete Energiemanagementsystem besteht aus drei überlagerten Betriebsebenen. Ausgestaltung, Umfang und Priorisierung der einzelnen Funktionen wurden im Projektverlauf erarbeitet bzw. weiter konkretisiert und optimiert – siehe auch die Ausführungen in [1]:

- Eigenverbrauchsoptimierung und aktives Energiemanagement unter Einbezug von Netzengrößen. Der Einsatzentscheid erfolgt nach internen Führungsgrößen des Batteriesystems. Bestehende, in Batteriespeichern bereits integrierte Funktionen werden um netzfreundliche Aspekte erweitert.

- Dynamisches Tarifmodell zum netzdienlichen und wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeichern. Der Einsatzentscheid erfolgt nach externen Führungsgrößen aufgrund von Preissignalen. Dieses Modul optimiert und erweitert das netzdienliche Verhalten.
- Schnittstelle als direkte Eingriffsmöglichkeit zur Steuerung einzelner Anlagenparameter im Falle stabilitätskritischer Netzsituationen (Demand Side Management Load Control, netzdienlicher Notbetrieb). Der Einsatzentscheid erfolgt durch externe Vorgaben des Verteilnetzbetreibers oder Dritter.

Zunächst wird auf die Eigenverbrauchsoptimierung, anschließend auf die Möglichkeiten zur Laststeuerung und kombinierte Optimierung eingegangen.

Eigenverbrauchsoptimierung

Die Eigenverbrauchsoptimierung ist das heute mit Abstand dominierende Geschäftsmodell für Heimspeicher und gewerbliche Batteriespeicher. Dieser Abschnitt beschreibt die Grundbegriffe, typische Verbrauchsprofile, Betriebsarten und Laststeuerungsstrategien.

Eigenverbrauch und Autarkiegrad

Zwei zentrale Kenngrößen beschreiben die Nutzung von PV-Batteriespeichersystemen. Die Eigenverbrauchsquote gibt an, welcher Anteil des erzeugten PV-Stroms selbst genutzt wird, und setzt sich zusammen aus dem Direktverbrauch der PV-Erzeugung, der Batterieladung und der Netzeinspeisung. Der Autarkiegrad beschreibt umgekehrt, wie unabhängig ein Verbraucher von der Netzversorgung ist, und ergibt sich aus dem PV-Direktverbrauch, der Batterieentladung und dem verbleibenden Netzbezug.

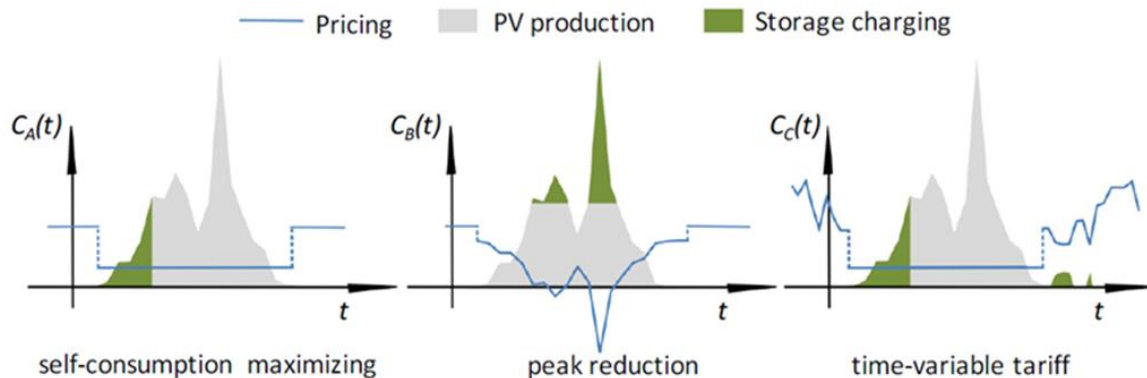
Verbrauchsprofile und Einsatz von Batteriespeichern

Der Einsatz von Batteriespeichern in PV-Systemen dient primär dazu, zeitliche Unterschiede zwischen der lokalen Stromerzeugung und dem Verbrauch zu überbrücken und dadurch zusätzliche Gewinne durch vermiedenen Netzbezug zu erwirtschaften. Die Wirtschaftlichkeit wird dabei zum einen durch die Kosten des vermiedenen Strombezugs aus dem Netz bestimmt und zum anderen durch die mögliche Ausweitung des Eigenverbrauchs und die Steigerung der Eigenverbrauchsquote [3].

Neue Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge erhöhen den Strombedarf von Haushalten erheblich. Ihr Verbrauch fällt zeitlich jedoch nicht immer mit der lokalen PV-Erzeugung zusammen, was die Bedeutung von Batteriespeichern als Puffer weiter verstärkt.

Laststeuerungsstrategien, Betriebsarten und kombinierte Optimierung

Verfügbare Speicher in Haushalten mit PV-Anlage können mit unterschiedlichen Zielsetzungen betrieben werden. Im Selbstverbrauchsmodell werden verschiedene Steuerstrategien durch eine Kostenfunktion $C(t)$ ausgelöst, die als Steuersignal in der Zielfunktion der Lastoptimierung dient [6]. Drei grundlegende Kostenfunktionen lassen sich unterscheiden – siehe Abbildung 8.



Schematic representation of different pricing signals for load control in self-consumption households, and corresponding storage charging.

Abbildung 8 - Schematische Darstellung der drei Preissignale zur Laststeuerung in Eigenverbrauchshaushalten (Quelle: Klingler, Dissertation Fraunhofer ISI, 2018)

- Eigenverbrauchsmaximierung (C_A): Der Speicher lädt, wenn PV-Überschuss vorhanden ist, und entlädt bei Verbrauchsbedarf – orientiert sich ausschließlich an lokalen Erzeugungs- und Verbrauchsgrößen.
- Spitzenlastreduzierung (C_B): Der Speicher wird gezielt zur Kappung von Leistungsspitzen eingesetzt, um z. B. die Leistungspreiskomponente des Netzentgelts zu reduzieren.
- Zeitvariabler Tarif (C_C): Der Speicher wird anhand eines zeitabhängigen Preissignals gesteuert – Laden bei niedrigem Preis, Entladen bei hohem Preis. Dieser Ansatz ermöglicht die Integration von Marktpreissignalen und ist die Grundlage des im KI-Battery-Projekt entwickelten Steuerungskonzepts.

PV-Batteriespeichersysteme können in verschiedenen Betriebsarten betrieben werden, die unterschiedliche Prioritäten setzen. Dabei ist zu beachten, dass eine rein eigenverbrauchsorientierte Betriebsweise auch zu erhöhten Netzbelastungen führen kann [1]. In Abbildung 9 sind verschiedene Betriebsarten dargestellt.

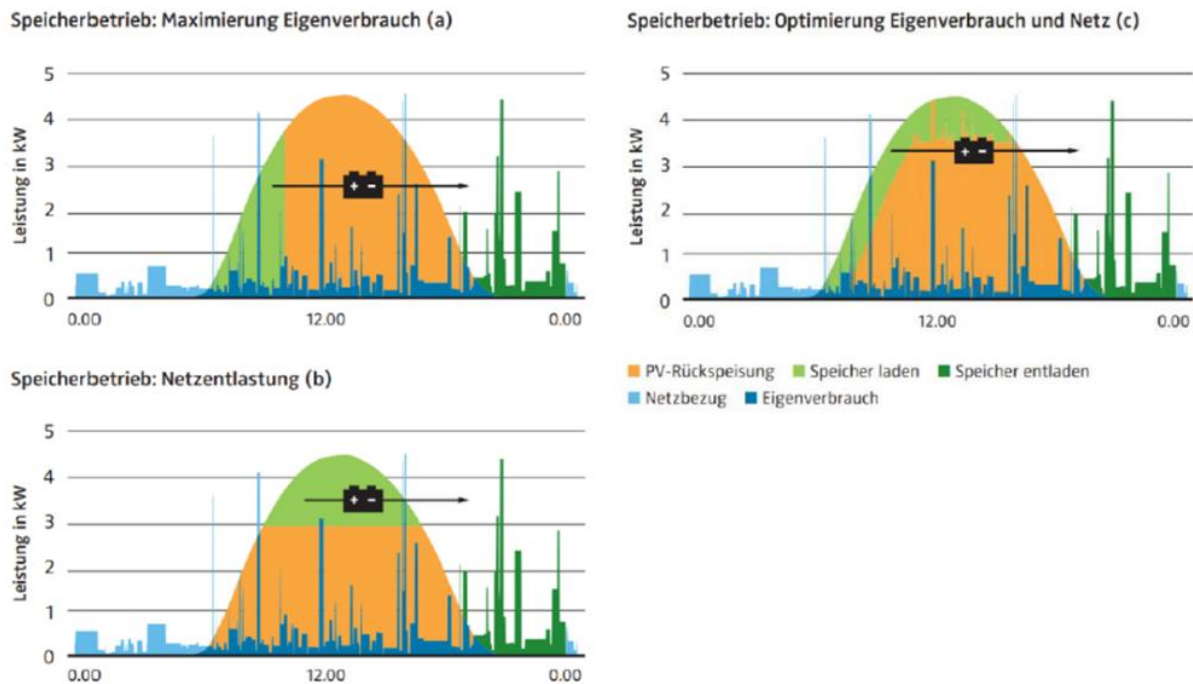


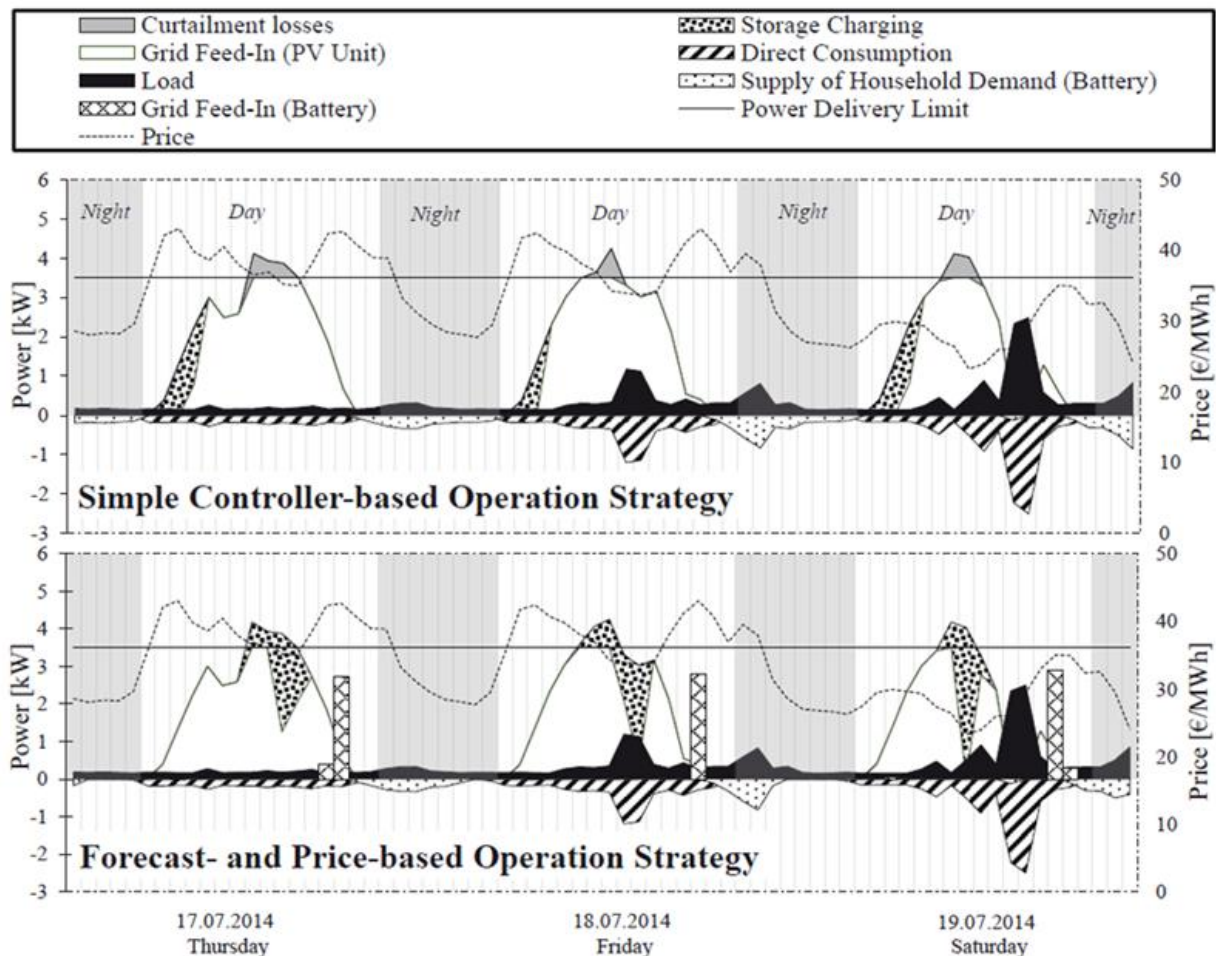
Abbildung 9 - Betriebsarten von Batteriespeichern – Vergleich (a) Maximierung Eigenverbrauch, (b) Netzentlastung und (c) kombinierte Optimierung Eigenverbrauch und Netz im Tagesverlauf Quelle: [1].

- Bei marktorientiertem Einsatz können Situationen auftreten, in denen Speicher trotz hoher lokaler Erneuerbaren-Einspeisung ins Netz entladen werden, oder in laststarken Zeitpunkten mit Netzstrom beladen werden.
- Bei Direktladung und Vollladung der Speicher im Vormittag können die Mittagsspitzen der PV nicht mehr aufgenommen werden. Dies führt zu erhöhter Netzbelastung durch starke Rückspeisung, die die aktuelle Netzdimensionierung im Nahbereich oder auch in vorgelagerten Netzabschnitten überfordern kann (Betriebsart a).
- Daher ist eine kombinierte Optimierung von Eigenverbrauch und Netz sinnvoll (Betriebsart c, Multi-Use-Ansatz).

Der letztgenannte Ansatz ist Kern des KI-Battery-Projekts. Dazu sind u.A. prognosebasierte Ansätze nötig, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

Prognosebasierte Betriebsstrategien

Für netzgekoppelte PV-Batteriespeichersysteme können zwei grundlegende Betriebsstrategien verglichen werden. Die einfache regelbasierte Steuerung (Simple Controller-based Operation Strategy) trifft Einsatzentscheide anhand aktueller Messwerte ohne Vorausschau. Die prognose- und preisbasierte Betriebsstrategie (Forecast- and Price-based Operation Strategy) berücksichtigt hingegen Vorhersagen über zukünftige PV-Erzeugung, Last und Preissignale und kann den Speichereinsatz dadurch vorausschauend optimieren. Die Studie [7] hat einen Vergleich der unterschiedlichen Steuerungen durchgeführt, deren Auswertungen in Abbildung 10 dargestellt sind.



Comparison of three exemplary days in July with different operation strategies.

Abbildung 10 - Vergleich einfacher Regelung vs. prognose- und preisbasierter Betriebsstrategie für drei Tage im Juli – Leistungsflüsse und Preiskurve (Quelle: Teichtmann, Klingler, ECEE Summer Study Proceedings, 2017)

Im Vergleich einer Sommerwoche zeigt sich: Positive Leistungswerte stehen für Überschussleistung der PV-Anlage oder positiven Bedarf bzw. Batterieladung, negative Werte für den PV-Eigenverbrauch durch Batterieentladung oder direkten PV-Verbrauch. Der Preisverlauf ist als gestrichelte Linie überlagert. Eine gemeinsame Optimierung mit geringerer Einspeisung von PV-Energie in das Netz (somit erhöhter Eigenverbrauch) ist möglich. Hierbei ist auch der Austausch mit dem Netz geringer, was sich zusätzlich netzentlastend auswirkt.

Netzszenarien-Analyse

Ein zentrales Ziel des KI-Battery-Projekts ist der netzdienliche Einsatz von Batteriespeichern. Dieser Abschnitt beschreibt, welche Engpassarten in Verteilnetzen auftreten, wie sie identifiziert werden, welche Strategien zu ihrer Bewirtschaftung existieren und welchen Einfluss die Verortung von Speichern im Netz hat.

Netzdienlichkeit und Engpassarten

Engpässe in Verteilnetzen entstehen durch die Verletzung technischer Grenzwerte in zwei wesentlichen Bereichen. Bei der Spannungshaltung sichern Verteilnetzbetreiber den Kunden ein statisches Spannungsband zu, um Endgeräte zu schützen und Vorgaben zur Isolationsbeanspruchung einzuhalten. Bei der Betriebsmittelauslastung berücksichtigen Netzbetreiber thermische Grenzwerte für Kabel und Transformatoren, um Betriebsmittel vor frühzeitiger Alterung oder thermischer Zerstörung zu schützen. Ein Überblick ist in Abbildung 11 gezeigt.

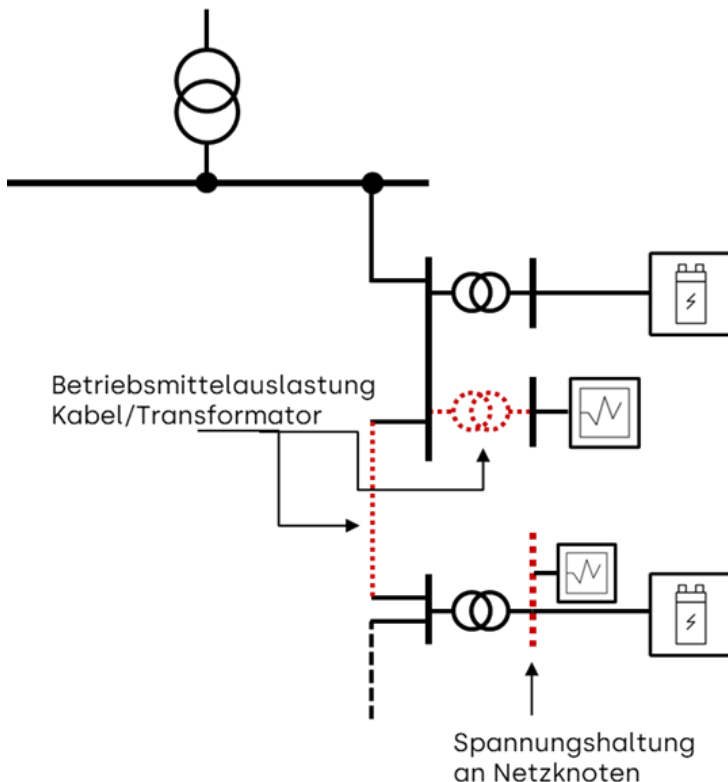


Abbildung 11 – Engpässe im Verteilnetz – Einlinienschema des Verteilnetzes mit markierten Engpässen bei Betriebsmittelauslastung (Kabel/Transformator) und Spannungshaltung an Netzknoten

Die rot markierten Elemente zeigen exemplarisch Engpässe in einem Verteilnetz. Betriebsmittelüberlastungen können hierbei an Leitungen und Kabeln der Mittelspannungsebene, aber auch in der Niederspannung auftreten. Die Transformatoren als Bindeglied zwischen den Spannungsebenen können ebenfalls bei hohem gleichzeitigem Auftreten von Bedarf oder Einspeisung überlastet sein. Die Spannungshaltung am Netzknoten erfordert die Einhaltung eines gewissen Spannungsbandes – beispielsweise $\pm 10\%$ vom Nennspannungswert.

Identifikation von Netzengpässen und Kennwerte der Netzsimulation

Die Identifikation von Netzengpässen erfolgt über eine Netzsimulation bzw. Netzzustandsermittlung am gegebenen Netzmodell siehe AP2 Algorithmen/Simulation.

Aus der Simulation lassen sich die vom Engpass betroffenen Netzelemente bestimmen – Netzknoten mit Spannungsverletzungen sowie Netzweige mit Überlastungen ableiten.

Für die Beurteilung von Engpässen in elektrischen Verteilnetzen werden aus der Netzsimulation folgende Kennwerte herangezogen. Zur Spannungshaltung gelten die Vorgaben des zulässigen Spannungsbandes, aufgeteilt nach Spannungsebenen: Umspannwerk HS/MS, Mittelspannungsnetz MS, Ortsnetztransformator MS/NS und Niederspannungsnetz NS. Zur Betriebsmittelauslastung wird der thermische Grenzstrom für Kabel und Leitungen sowie die maximale Scheinleistung für Transformatoren herangezogen.

Die Netzszenarien unterscheiden dabei grundsätzlich zwei Engpassrichtungen:

- Engpässe durch zu hohen Leistungsbedarf, z. B. durch gleichzeitiges Laden von Elektrofahrzeugen oder Betrieb von Wärmepumpen
- Engpässe durch zu hohe Leistungslieferung, z. B. durch PV-Einspeisepeaks zur Mittagszeit

Die erforderliche Leistung zur Engpassbewirtschaftung mit den relevanten Zeiträumen wird ermittelt und die möglichen Anlagen (hier Batteriespeicher), die Flexibilität anbieten können werden adressiert.

Engpassmanagement durch Batteriespeicher

Eine netzdienliche Betriebsstrategie für flexibel einsetzbare Anlagen wie Batteriespeicher zielt auf zwei komplementäre Beiträge ab: die vorausschauende Vermeidung von Engpässen im Verteilernetz sowie die reaktive Reduzierung bestehender Engpässe (Engpassbewirtschaftung). Beides wird durch gezielte Änderung der Leistung des Batteriespeichersystems erreicht – der Speicher kann dabei sowohl als Last (Bezug, Laden) als auch als Erzeuger (Lieferung, Entladen) wirken.

Erwähnt sei der Vollständigkeit halber, dass neben dem Einsatz von Batteriespeichern zur Engpassbewirtschaftung weitere Möglichkeiten des Netzbetreibers bestehen [8]: konventioneller Netzausbau, regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) sowie Spannungsregelung im MS-Netz. Der Vorteil des Speichereinsatzes liegt in der Reversibilität und Flexibilität gegenüber diesen kapitalintensiven Netzausbaumaßnahmen.

Verortung von Speichern im Verteilnetz

Die Wirksamkeit eines Batteriespeichers zur Engpassbehebung hängt maßgeblich von seiner Verortung im Verteilnetz ab, siehe Abbildung 12. Ein Speicher beeinflusst abhängig von Anzahl und Leistung den Leistungs- bzw. Stromfluss nur relevant in dem Netzstrang, in dem er angeschlossen ist – also im jeweiligen Strang des Mittelspannungs- bzw. Niederspannungsnetzes bis hinauf zur Übergabe an die Hochspannung (im UW); der farblich markierte Netzstrang zeigt die lokale Wirkung des MS-Bat auf Leistungs- bzw. Stromflüsse. Der Einfluss auf die Spannung ist übergreifender, jedoch mit zunehmender Entfernung vom Speicherort mit sinkender Tendenz.

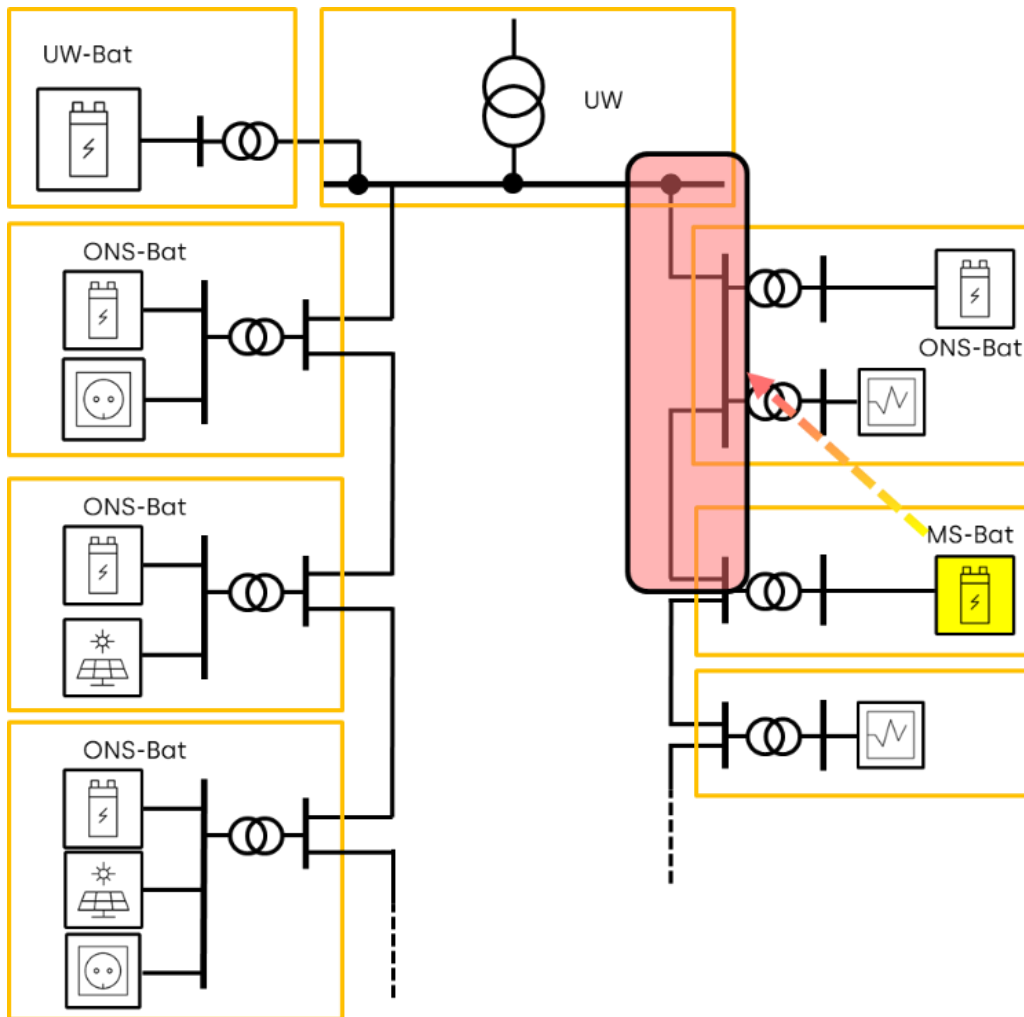


Abbildung 12 - Verortung von Speichern im Verteilnetz

Wichtig hierbei ist, dass ein Speicher am Umspannwerk (UW-Bat) keinen Einfluss auf Leistungsflüsse im unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetz hat. Für eine wirksame netzdienliche Steuerung müssen Speicher daher möglichst nah am Ort des Engpasses, also auf Ortsnetztransformator-Ebene (ONS-Bat) oder im Mittelspannungsstrang (MS-Bat), verortet sein. Dies ist ein wesentlicher Grund, warum dezentrale Heimspeicher und Gewerbespeicher für den netzdienlichen Einsatz besonders relevant sind.

Die Simulationsszenarien unterscheiden drei Positionen von Batteriespeichern im Verteilnetz, die sich in ihrer Wirkung auf Netzgrößen unterscheiden. Ein Speicher am Umspannwerk (UW-Bat) beeinflusst den Leistungsfluss des UW-Transformators und den Spannungsfall im Mittelspannungsnetz, hat jedoch keinen Einfluss auf unterlagerte Niederspannungsnetze. Ein Speicher am Ortsnetztransformator (ONS-Bat) wirkt auf den Leistungsfluss im MS-Netz (Strang und UW-Trafo), die Erzeugungsaufnahme im Ortsnetz und im MS-Strang sowie den Spannungsfall im MS-Netz. Ein Mittelspannungsspeicher (MS-Bat, ohne angeschlossenes Ortsnetz) beeinflusst den Leistungsfluss im MS-Netz (Strang und UW-Trafo), die Erzeugungsaufnahme im MS-Strang und den Spannungsfall im MS-Netz.

Zusammenfassung und Ergebnisse aus AP1

Die durchgeführte Einsatzanalyse liefert drei zentrale Ergebnisse, die als Grundlage für die weiteren Arbeitspakete des KI-Battery-Projekts dienen: eine strukturierte Anwendungsfall-Matrix, ein integriertes Systemkonzept sowie ein mathematisches Energieflussmodell zur Bilanzierung der lokalen Energieflüsse.

Anwendungsfall-Matrix

Auf Basis der Literaturrecherche und der systematischen Analyse wurden die relevanten Einsatzfälle von Batteriespeichern den jeweiligen Nutzergruppen zugeordnet. Für das KI-Battery-Projekt stehen die netzdienlichen Anwendungen im Fokus – insbesondere die Spitzenreduktion und die Spannungshaltung im Verteilnetz – kombiniert mit der lokalen Eigenbedarfsoptimierung im Sinne des oben beschriebene Multi-Use-Ansatzes.

Systemkonzept und Gesamtarchitektur

Ein zentrales Ergebnis der Einsatzanalyse ist das entwickelte Systemkonzept, das Netzseite und Kundenseite in einer integrierten Architektur verbindet. Das Konzept gliedert sich in drei Hauptbereiche: das reale Netz mit seinen Messeinrichtungen, die netzbetreiberseitige Intelligenz (Digital Grid Twin) und die lokale Steuerungsebene beim Anlagenbetreiber (EMS), siehe Abbildung 13.

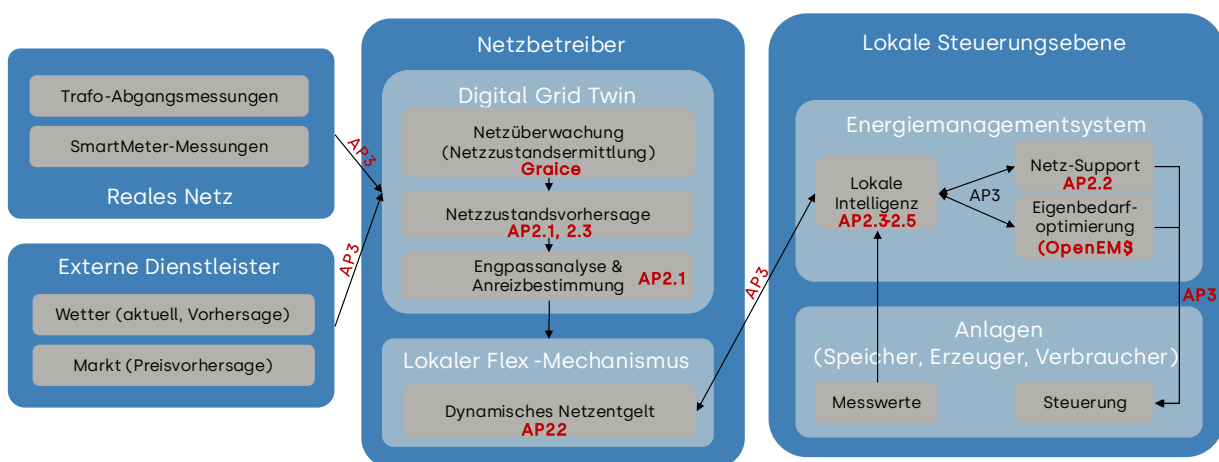


Abbildung 13 - Systemarchitektur KI-Battery

Auf der **Netzseite** gehen in den Digital Grid Twin die Messdaten aus dem Umspannwerk (UW), Abgangsmessungen der Ortsnetztransformatoren (ONS) sowie Smart-Meter-Messungen ein. Externe Dienstleister liefern Wetter- und Marktdaten. Auf dieser Basis führt der Digital Grid Twin Monitoring und Validierung (State Estimation), Zustandsprognosen (State Forecast, AP 2.1 und 2.3) sowie die Engpassanalyse (AP 2.1) durch. Der **Lokale Flex-Mechanismus** übersetzt die Prognose in ein dynamisches Netzentgelt (AP 2.2), das als Preissignal an die lokale Steuerungsebene übermittelt wird.

Auf der **Kundenseite** reagiert das Energie-Management-System (EMS) auf das empfangene Signal. Die lokale Intelligenz (AP 2.3–2.5) koordiniert dabei zwei Funktionen: den Netz-Support (AP 2.2) für netzdienliche Eingriffe und die Eigenbedarfsoptimierung über OpenEMS. Die

Kommunikation zwischen beiden Ebenen erfolgt über definierte Schnittstellen (AP 3) in beide Richtungen: Messwerte vom Speicher zur Steuerung und Steuerbefehle zurück zur Anlage.

Energieflussmodell und Bilanzierung

Als weiteres Ergebnis der Einsatzanalyse wurde ein mathematisches Energieflussmodell entwickelt, das alle relevanten Leistungsflüsse zwischen den Systemkomponenten einer lokalen Anlage beschreibt. Das Modell unterscheidet sechs Grundgrößen: Gesamter lokaler Verbrauch bzw. Bezug (demand), gesamte lokale Erzeugung bzw. Lieferung (supply), Entladung des Batteriespeichers (battery discharge), Ladung des Batteriespeichers (battery), Lieferung an das bzw. Bezug aus dem öffentlichen Netz (grid).

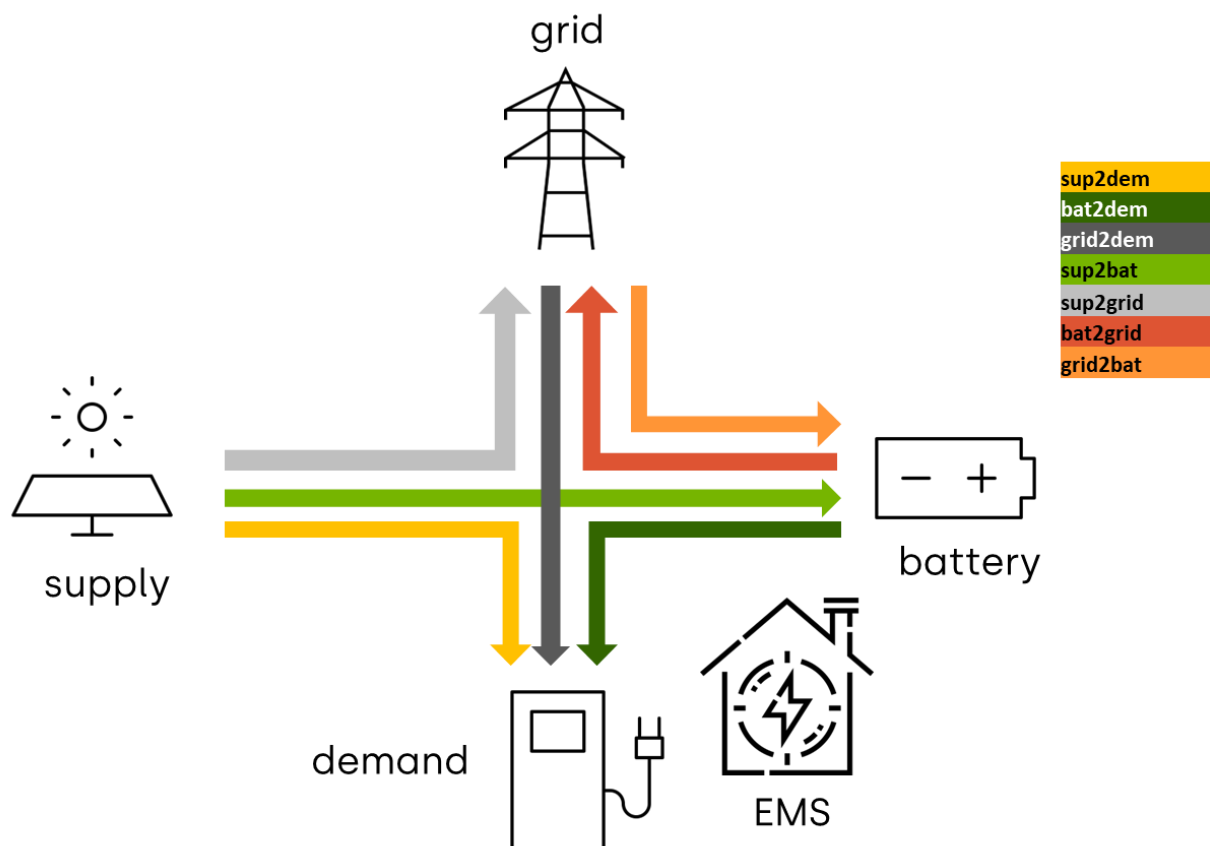


Abbildung 14 - Konzept Perspektive lokale Anlagen

Aus diesen Größen lassen sich sieben gerichtete Energieflüsse ableiten: sup2dem (Erzeugung zu Verbrauch), bat2dem (Speicher zu Verbrauch), grid2dem (Netz zu Verbrauch), sup2bat (Erzeugung zu Speicher), sup2grid (Erzeugung zu Netz), bat2grid (Speicher zu Netz) sowie grid2bat (Netz zu Speicher).

Die Summengleichung gewährleistet die Energiebilanz an der Übergabestelle zum öffentlichen Netz und ist damit eine zentrale Voraussetzung für eine valide Netzsimulation in Kombination mit dem EMS.

Schlussfolgerungen für das Projekt

Die Einsatzanalyse bestätigt, dass eine rein eigenverbrauchsorientierte Speichersteuerung (Betriebsart a) zu erhöhten Netzbelastungen führen kann, wenn Speicher im Vormittag vollgeladen werden und dadurch die Aufnahmekapazität für PV-Mittagsspitzen nicht mehr zur Verfügung steht. Die kombinierte Optimierung von Eigenverbrauch und Netzdienlichkeit (Betriebsart c, Multi-Use-Ansatz) ist daher nicht nur wirtschaftlich sinnvoll, sondern auch systemisch notwendig.

Das entwickelte Systemkonzept und Energieflussmodell bilden die konzeptionelle Grundlage für alle nachfolgenden Arbeitspakete: die Algorithmen Entwicklung (AP 2), die Schnittstellendefinition (AP 3) und die Simulationsvalidierung (AP 4). Die identifizierten Anwendungsfälle strukturieren dabei den Entwicklungsrahmen und zeigen, dass der primäre Fokus des KI-Battery-Projekts – netzdienlicher Einsatz im Verteilnetz durch einen lokalen Flex-Mechanismus auf Basis dynamischer Netzentgelte – im Kontext des breiteren Speichermarkts sowohl technisch als auch wirtschaftlich eine relevante Lücke adressiert.

AP 2 Algorithmus für eine Flexibilitätssteuerung von Batteriespeichern

Im Rahmen des Arbeitspakets 2 wurden die zentralen Algorithmen für die KI-gestützte Steuerung von Batteriespeichern entwickelt, implementiert und getestet. Das Arbeitspaket umfasst fünf Teilaspekte: die KI-basierte Prognose des netzseitigen Flexibilitätsbedarfs (AP 2.1), die netzdienliche Steuerung auf Basis dynamischer Netzentgelte (AP 2.2), die Marktpreisprognose (AP 2.3), die marktbasierte Koordination von Flexibilitäten (AP 2.4) sowie die übergeordnete Anlagensteuerung (AP 2.5). Die entwickelten Algorithmen wurden in der Simulationsumgebung mit realen Netzdaten des Feldtestpartners Stadtwerke Trier (SWT) in AP 4 validiert.

Das Gesamtsystem folgt einer klaren Architektur: Ein Digital Grid Twin auf Netzseite prognostiziert Netzzustände und identifiziert Engpässe. Über einen lokalen Flex-Mechanismus werden dynamische Netzentgelte als Preissignale berechnet und an die lokale Steuerungsebene übermittelt. Das Energie-Management-System (EMS) reagiert auf diese Signale und koordiniert den Speichereinsatz so, dass sowohl Netzdienlichkeit als auch Eigenbedarfsoptimierung berücksichtigt werden.

AP 2.1: Entwurf, Implementation und Test: Prognose netzseitiger Flexibilitätsbedarf

Ziel des Teilarbeitspakets 2.1 war die Entwicklung eines KI-basierten Prognosemodells zur Vorhersage von Netzauslastung und Flexibilitätsbedarf im Verteilnetz. Das Modell bildet die Grundlage für die präventive Engpassvermeidung im KI-Battery-System.

Zunächst wird kurz auf die elektrotechnischen Grundlagen der Engpasserkennung bzw. -bewirtschaftung als Basis der Prognose in der gekoppelten Netz-Batteriesimulation eingegangen.

Simulationskonzept Speicher und Netz

Das Gesamtkonzept der Simulation verbindet Speichermodell und Netzmodell über eine Schnittstelle. Das Speichermodell (Batteriemodell) erhält als Eingangsgrößen die Speicherparameter sowie Markt- und Ordnungsrahmenbedingungen und ermittelt durch Einsatzoptimierung die wirtschaftlich optimale Betriebsweise ähnlich dem Konzept der Dena-Netzflexstudie [9], siehe Abbildung 15.

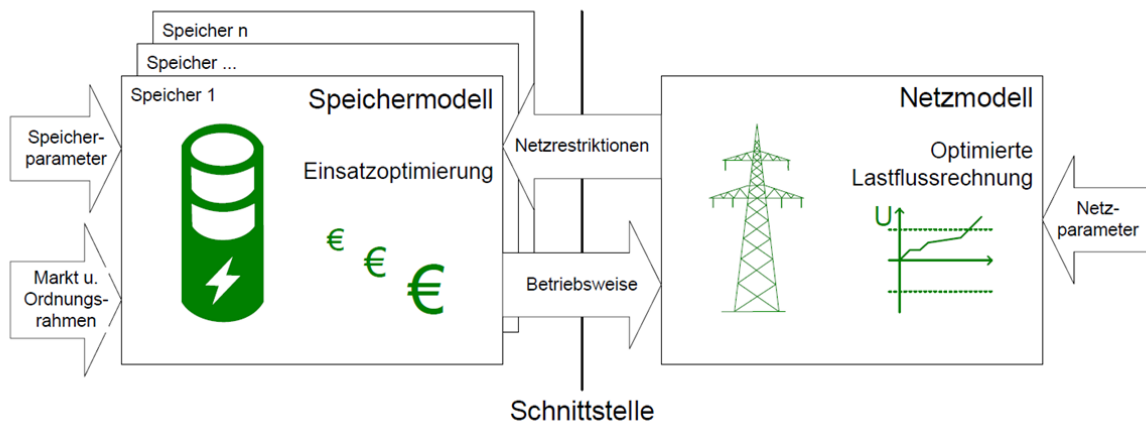


Abbildung 15 - Simulationskonzept Speicher und Netz (Quelle: dena Netzflexstudie [9])

Das Blockdiagramm zeigt das Speichermodell (Speicherparameter, Einsatzoptimierung), Schnittstelle (Netzrestriktionen, Betriebsweise), Netzmodell (optimierte Lastflussberechnung, Netzparameter) und Markt- und Ordnungsrahmen als externe Eingangsgrößen. Die Betriebsweise der Speicher wird dem Netzmodell übergeben, das unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen eine optimierte Lastflussberechnung (OPF) durchführt und die Netzparameter zurückliefert.

Kapazitätskorridor und Flexibilitätsbeschreibung

Zur Bestimmung des zulässigen Flexibilitätskorridors für den Speicherbetrieb werden Netzkapazitätsberechnungen und Batteriekapazitätsberechnungen gegenübergestellt. Auf der Netzseite werden der Netzflexibilitätskorridor (Available Load Capability ALC bzw. Available Generation Capability AGC) sowie der Flexibilitätsbedarf (grid congestion) über einen OPF-Ansatz pro Netzknoten bestimmt, siehe Abbildung 16.

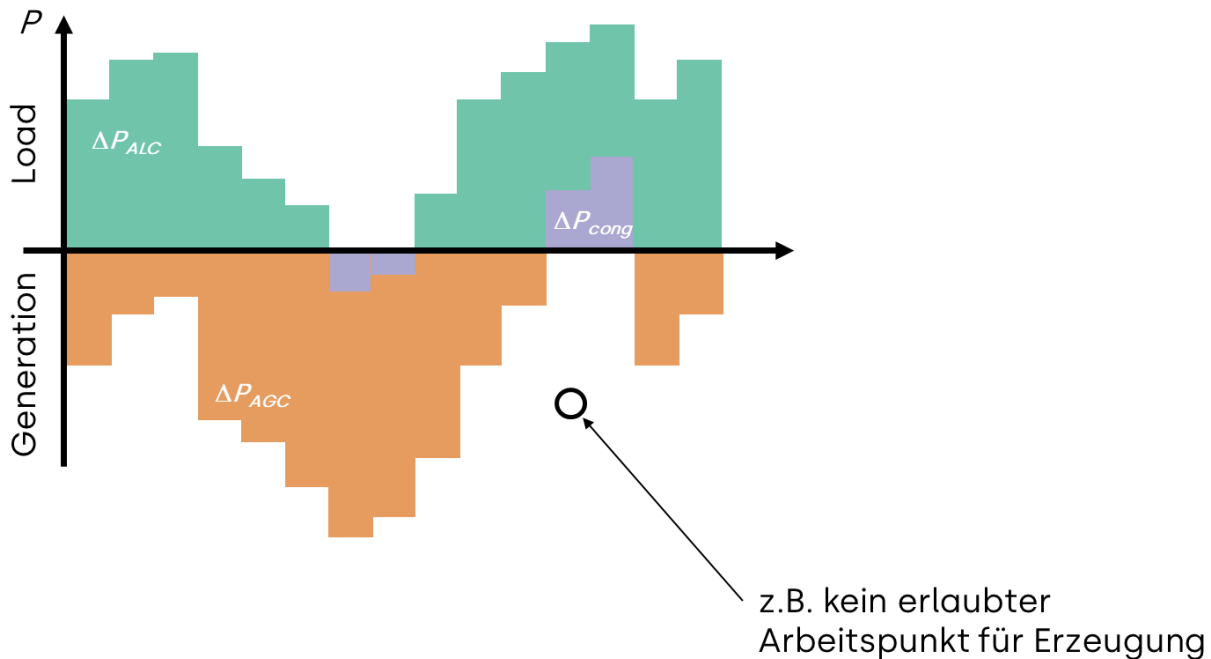


Abbildung 16 - Kapazitätskorridor (qualitativ) – Zeitreihe $P(t)$ mit ΔP_{ALC} (grün, Lastkorridor), ΔP_{AGC} (orange, Erzeugungskorridor) und ΔP_{cong} (violett, Engpassbedarf)

Die Netzkapazität wird durch zwei Größen beschrieben: $\Delta P_{ALC} \geq 0$ gibt die verfügbare Aufnahmekapazität für Last (available load capability) an, $\Delta P_{AGC} \leq 0$ die verfügbare Kapazität für Erzeugung (available generation capability). Der Engpassbedarf (congestion) $\Delta P_{cong} < 0$ zeigt einen Lastengpass an (Speicher soll einspeisen), $\Delta P_{cong} > 0$ einen Erzeugungsempass (Speicher soll laden). Zeitbereiche außerhalb des erlaubten Korridors markieren Arbeitspunkte, die nicht zulässig sind – etwa, wenn keine Erzeugung möglich ist, siehe Beispiel in Grafik.

Mathematisch wird der zeitlich aufgelöste Kapazitätskorridor über einen optimierten Lastfluss - zunächst ohne Batterie - ermittelt. Im Falle, dass keine Netzgrenzwertverletzungen - in Form von Betriebsmittelüberlastung bzw. Spannungsbandverletzung (siehe AP1) - vorliegen wird die noch verfügbare Kapazität ermittelt. Somit kann für jede Position des Speichers im Netz ein netzoptimierter Fahrplan erstellt werden und sein Einfluss auf das Netz direkt ermittelt werden, siehe Abbildung 17.

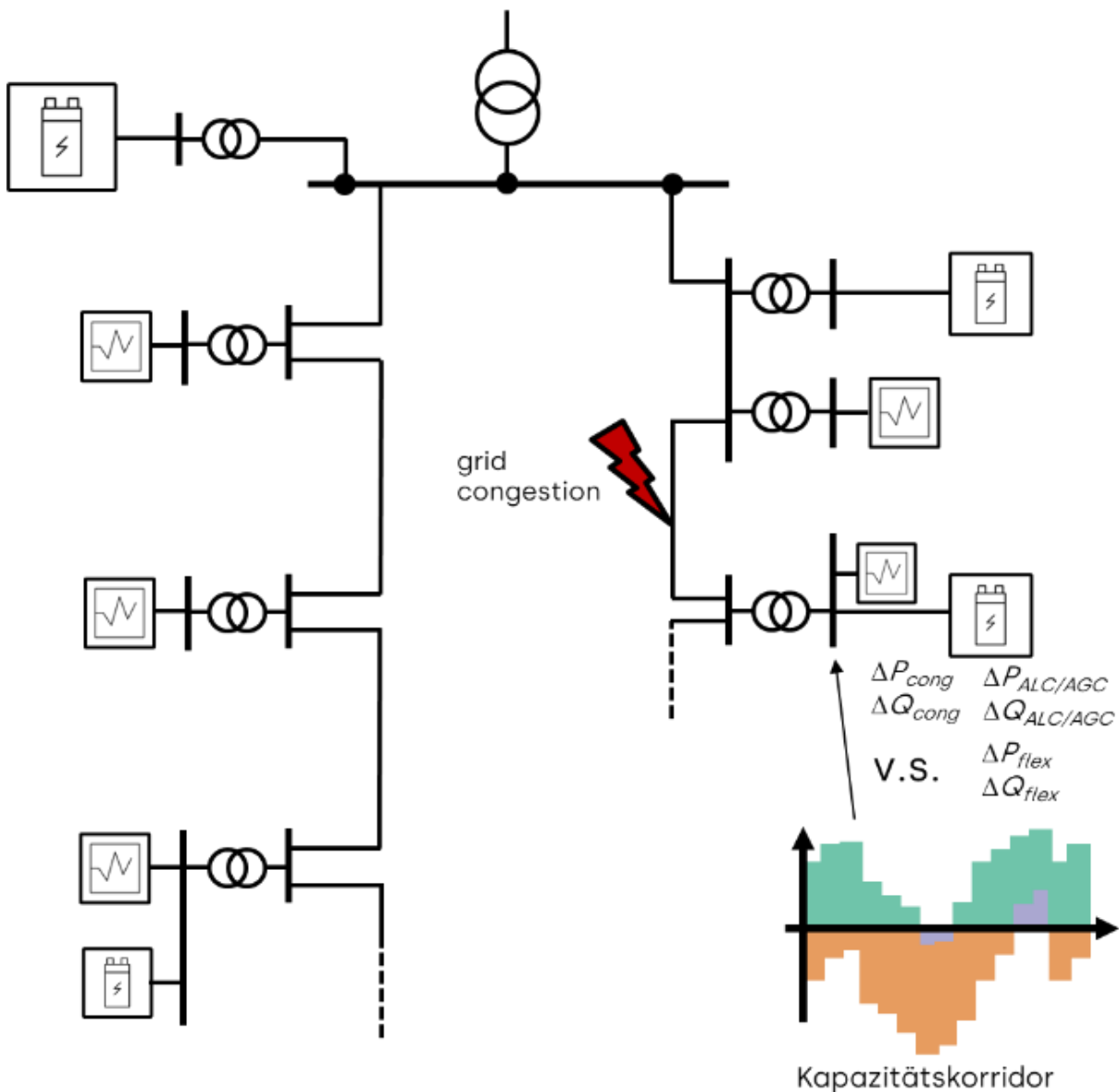


Abbildung 17 - Netz- und Batterieflexibilitäten – Einlinienschema mit Engpass (grid congestion) und Kapazitätskorridor

Bei Grenzwertverletzung wird die benötigte Leistungsänderung ermittelt, wie sie z.B. über eine flexibel einsetzbare Batterie abrufbar ist. Andere Optionen zur Behebung des Engpasses sind z.B. die Abregelung von PV oder das forcierte Abschalten von Lasten, wie Wärmepumpen. Die Kapazitätskorridore zeigen somit, in welchen Zeiträumen die Batterie betrieben werden kann, ohne dass Netzengpässe zu befürchten sind und zeigen auch auf, wann ein Batteriefahrplan auch netzdienlich ist. Auf der Batterieseite wird das Flexibilitätsangebot des Speichers und sein Einfluss auf das Netz über Netzsensitivitäten berechnet. Das Ergebnis ist ein zulässiger Korridor für den Speicherbetrieb, differenziert nach dem Einflussbereich des Speichers im Netz (z. B. abgangsweise). Dies ist beispielsweise der Fall, wenn hohe gleichzeitige PV-Erzeugung im

Netz vorhanden ist. Sie dienen somit als eine Größe für die netzdienliche, multikriterielle Batteriesteuerung.

Das Konzept des Korridors kann analog für eine Prognose des Netzzustandes verwendet werden. Auf den Aufbau der Prognosepipeline mit ihren Eingangsdaten wird im Folgenden eingegangen.

Aufbau der Prognosepipeline

Die Prognosepipeline wurde für einen Zeithorizont von 24 bis 48 Stunden bei einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten entwickelt. Als Eingangsdaten dienen historische Lastgänge aus dem Netz des Feldtestpartners SWT, Wetterprognosen (insbesondere Solareinstrahlungs- und Temperaturdaten) sowie kalendarische Informationen (Wochentag, Feiertage, Saison).

Die Wetterdaten dienen primär der PV-Erzeugungsprognose: Hohe Einstrahlung bei gleichzeitig geringer Last – typischerweise an Sommermittagen – erhöht die Wahrscheinlichkeit von Einspeiseengpässen im Niederspannungsnetz. Auf Basis dieser Datenkombination werden Machine-Learning-Modelle auf historischen Messdaten trainiert und für die Day-Ahead-Prognose eingesetzt.

Validierung am Standort A (SWT)

Die Prognosequalität wurde anhand realer Messdaten des Standorts A der Stadtwerke Trier validiert. Der dort verbaute Transformator ist auf 800 kVA ausgelegt und war im Testzeitraum weit von einer Überlastung entfernt. Für die Demonstration der Engpasserkennung wurde daher eine imaginäre Ziellinie bei einer deutlich kleineren Leistungsgrenze definiert, um den vollen Steuerungsablauf provozieren zu können.

Die Day-Ahead-Prognose (rote Linie mit Konfidenzband) in Abbildung 18 zeigt eine gute Übereinstimmung mit der tatsächlichen Messung (blaue Linie). Der Prognosealgorithmus identifiziert korrekt den typischen Lastanstieg am Nachmittag sowie den Rückgang in den Abendstunden. Das Konfidenzband (rosa Bereich) gibt die Unsicherheit der Prognose an und ermöglicht risikoadjustierte Steuerungsentscheidungen.

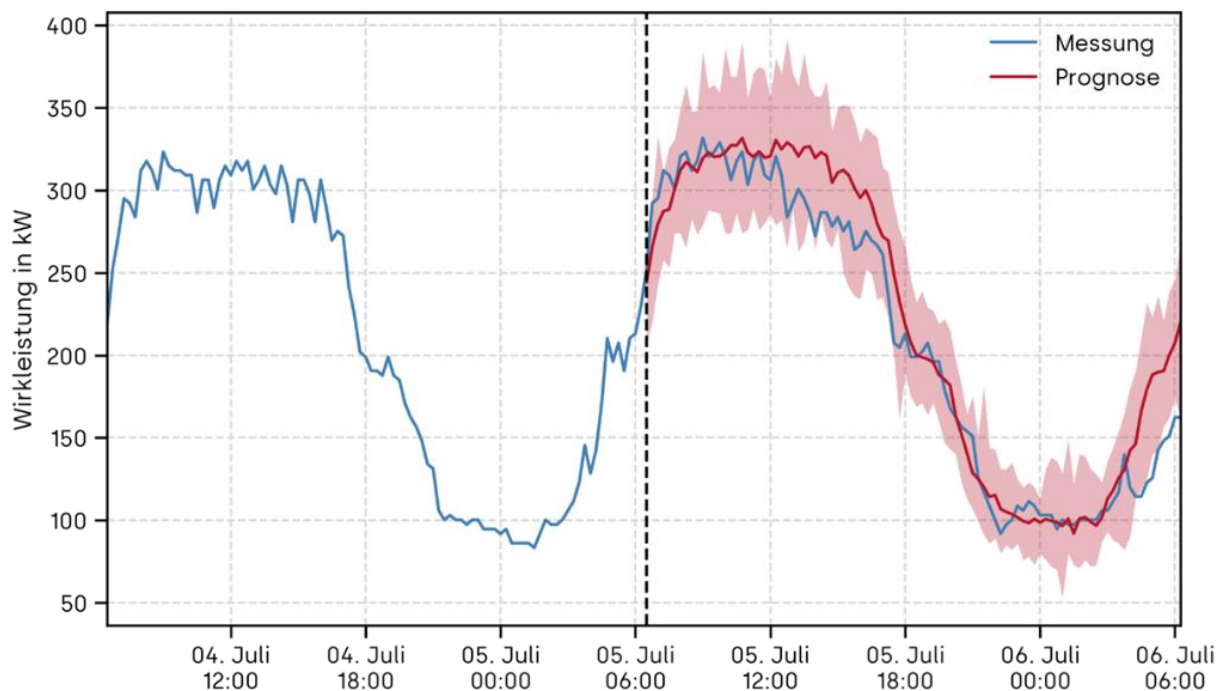


Abbildung 18 - KI-Leistungsprognose Standort A – Day-Ahead-Prognose (rot mit Konfidenzband) vs. Messung (blau)

Ergebnisse und Kennwerte

Das entwickelte Prognosemodell liefert folgende Leistungsmerkmale: Der Prognosehorizont beträgt 24 bis 48 Stunden bei 15-Minuten-Auflösung. Die Engpass-Identifikation erfolgt durch einen Algorithmus zur automatischen Erkennung kritischer Zeitfenster auf Basis der prognostizierten Netzkapazitätskorridore. Konfidenzintervalle für die Prognosen ermöglichen risikoadjustierte Steuerungsentscheidungen. Die Prognosegenauigkeit wurde anhand realer Messdaten des Feldtestpartners SWT nachgewiesen.

AP 2.2: Entwurf, Implementation und Test: Netzdienliche Steuerung

Ziel des Teilarbeitspakets 2.2 war die Entwicklung eines Steuerungsalgorithmus zur präventiven Vermeidung von Netzengpässen durch koordinierten Speichereinsatz. Kernkonzept ist das dynamische Netzentgelt als marktbasierter Anreizmechanismus.

Die Engpassbewirtschaftung wird in einer gekoppelten Netz-Batterie-Markt-Simulation mit dem Flexibilitätsangebot des Batteriespeichers gegenübergestellt. Dazu wird auch kurz auf das Batteriemodell eingegangen.

Speichermodell und Simulationen

Das im KI-Battery-Projekt entwickelte Batteriemodell bildet die mathematische Grundlage für alle Simulationen zur Analyse des netzdienlichen Speichereinsatzes. Dieser Abschnitt

dokumentiert das Speichermodell mit seinen Zustandsgleichungen, Grenzwerten und Indikatoren sowie das Konzept der gekoppelten Netz-Speicher-Simulation.

Die Simulation erfolgt zeitdiskret in 15-Minuten-Schritten. Das Speichermodell wird aus Netz-sicht (AC-Seite) betrachtet: Beim Laden fließt Energie vom Netz in den Speicher, beim Entladen vom Speicher ins Netz. Die zentrale Gleichung zur Berechnung des Ladezustands W zum Zeitschritt t lautet:

$$W^t = W^{t-1} + (P_c^t \cdot \eta_c + \frac{P_d^t}{\eta_d}) \cdot \Delta t$$

Dabei bezeichnen P_c^t die Ladeleistung und η_c den Ladewirkungsgrad sowie P_d^t die Entladeleistung und η_d den Entladewirkungsgrad. Der Energiewert W^t ergibt sich somit aus dem Energiewert des letzten Zeitschrittes ($t-1$) und der Änderung im Zeitabschnitt Δt . In Abbildung 19 sind die Energieflüsse im Batteriemodell dargestellt.

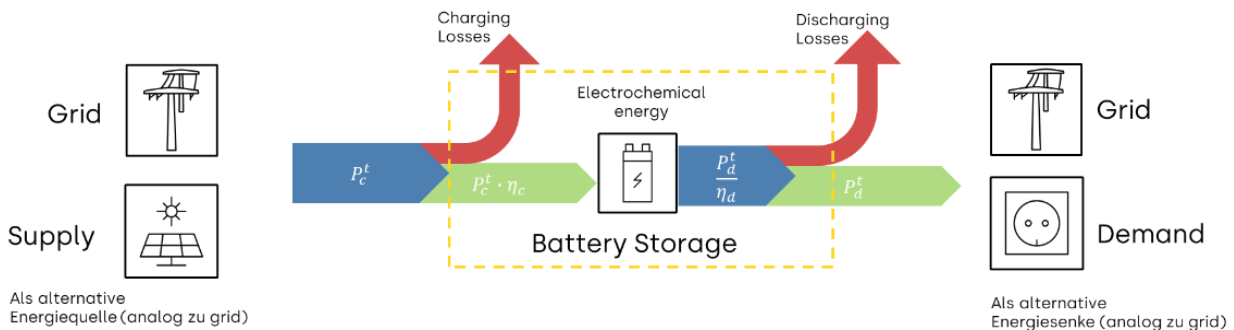


Abbildung 19 - Energieflüsse im Batteriespeichermodell

Es ist eine schematische Darstellung mit Netz (Grid), Erzeugung (Supply), Speicher (Battery Storage) und Last (Demand); Ladeenergiefluss ($P_c^t \cdot \eta_c$) und Entladeenergiefluss ($\frac{P_d^t}{\eta_d}$) mit entsprechenden Verlusten. Die Komponente Supply (z.B. dezentrale PV-Anlage) und Demand (lokaler Verbrauch der Anlage oder des Netzgebietes) können hier als alternative Energiequelle bzw. -senke analog zum Netzaustausch wirken.

Das Batteriesystem arbeitet in einem Zeitschritt Δt in einem von drei Zuständen: Laden (charging), Entladen (discharging) oder Halten (hold). Da sich Lade- und Entladevorgänge innerhalb eines Zeitschritts summieren, ist effektiv nur ein Zustand möglich.

Für die Leistung gelten folgende Grenzwerte: Die Ladeleistung liegt im Bereich $0 \leq P_c^t \leq P_{c,max}$, die Entladeleistung im Bereich $P_{d,min} \leq P_d^t \leq 0$. Dabei ist $P_{c,max}$ die maximale Ladeleistung (positives Vorzeichen) und $P_{d,min}$ die minimale Entladeleistung (negatives Vorzeichen). Es wird angenommen, dass das System von einem Zeitschritt zum nächsten das volle Leistungsband ohne Rampenrestriktionen abfahren kann.

Die Kapazitätsgrenzen (capacity constraints) begrenzen den Ladezustand auf $W_{min} \leq W^t \leq W_{max}$, wobei W_{min} in der Praxis stets größer als 0 kWh ist. Die Startbedingung der Simulation wird gesetzt mit $W^t(t=0) = W_{ini}$ (Initial Capacity).

Der State of Charge (SOC) gibt die verfügbare Kapazität prozentual bezogen auf die Bemessungskapazität W_{nom} an: $SOC^t = \frac{W^t}{W_{nom}} \cdot 100\%$. Aus dem SOC lassen sich direkt obere und untere SOC-Grenzen für den Betrieb des Speichers ableiten.

Der C-Wert einer Batterie beschreibt das Verhältnis der Batteriebemessungsleistung zur Bemessungskapazität: $C = \frac{\max(|P_{c,max}|, |P_{d,min}|)}{W_{nom}}$. Eine C-Rate von 1C bedeutet, dass eine Batterie mit ihrer Nennkapazität in einer Stunde vollständig entladen werden kann. Eine C-Rate von 0,5 entspricht einer Entladezeit von zwei Stunden, eine Rate von 2C einer Entladezeit von 30 Minuten. Die Einhaltung der zulässigen C-Rate ist eine wesentliche Voraussetzung für eine lange Lebensdauer der Batterie. Das Batteriemodell wurde anhand von realen Messungen validiert, siehe Ergebnisse in Arbeitspaket 4 zum Feldtest.

Steuergrößen der Batteriesteuerung

Die Batteriesteuerung im KI-Battery-Projekt basiert auf zwei Kategorien von Steuergrößen. Der lokale Netzzustand - Netzkapazität - sowie der aktuelle Ladezustand (SOC) der Batterie als Freiheitsgrad bzw. Bereitschaftsgrad zur Partizipation. Als weitere externe, cloud-basierte Signale dienen der Strommarktpreis (EPEX Spot) als Indiz für den Netzzustand auf Übertragungsebene sowie ein zusätzliches Netzbetreiber-Signal zur Abbildung des Verteilnetzzustands und zur direkten Einflussnahme im kritischen Anwendungsfall.

Das dynamische Netzentgelt ist ein zeitlich und örtlich differenziertes Preissignal, das auf Basis der prognostizierten Netzauslastung berechnet wird. Bei drohender Überlastung erhalten Speicherbetreiber ein erhöhtes Netzentgelt für den Ladebetrieb, was einen wirtschaftlichen Anreiz zur Lastverschiebung schafft. Der Mechanismus ist marktbasiert – er motiviert Betreiber durch preisliche Anreize, anstatt Eingriffe zu erzwingen.

Die Schwellwertlogik des Systems arbeitet mit drei Zuständen:

- Aktivierung bei prognostizierter Auslastung über 85 % der Nennleistung
- Ziel: Reduktion auf ≤ 100 % Nennleistung durch koordinierten Speichereinsatz
- Recovery-Modus bei unter 75 % Auslastung (Normal-Betrieb)

Steuerungsablauf und Koordinationsprotokoll

Der Steuerungsablauf folgt einem definierten Regelkreis. In Abbildung 20. Wird ein exemplarischer Steuerungsablauf dargestellt. Zunächst erstellt die 24h-Engpass-Vorhersage eine Prognose und identifiziert kritische Zeitfenster.

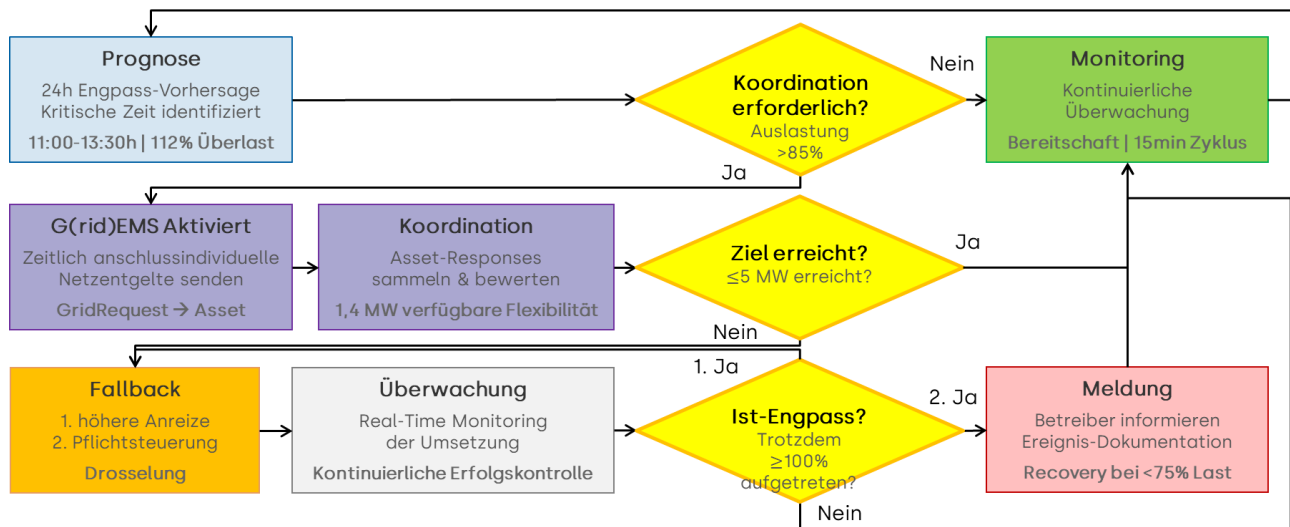


Abbildung 20 - Steuerungsablauf – Flussdiagramm mit: Prognose, EMS-Koordination, Fallback und Überwachung, Monitoring und Meldung

Im vorliegenden Beispielszenario wurde eine Auslastung von 112 % zwischen 11:00 und 13:30 Uhr vorhergesagt. Das G(rid)EMS wird aktiviert und sendet zeitlich anschlussindividuelle Netzentgelte als GridRequest an die Anlagen. Im Koordinationsschritt werden die Asset-Responses gesammelt und bewertet; im Szenario standen 1,4 MW verfügbare Flexibilität zur Verfügung. Bei Zielerreichung (Auslastung $\leq$ Nennleistung) wird auf kontinuierliches Monitoring umgeschaltet. Wird das Ziel verfehlt, greift eine Fallback-Strategie mit zwei Stufen: zunächst höhere Anreize, dann Pflichtsteuerung bis hin zur Drosselung von Anlagen.

Nachweis der Wirksamkeit

Die Simulation des Testszenarios lieferte den Wirksamkeitsnachweis, siehe Abbildung 21: Im Ausgangszustand (Originalprognose, blaue Kurve) wurde die Nennleistung von 5 MW zwischen 11:00 und 13:30 Uhr mit einer Spitze von rund 5,5 MW überschritten.

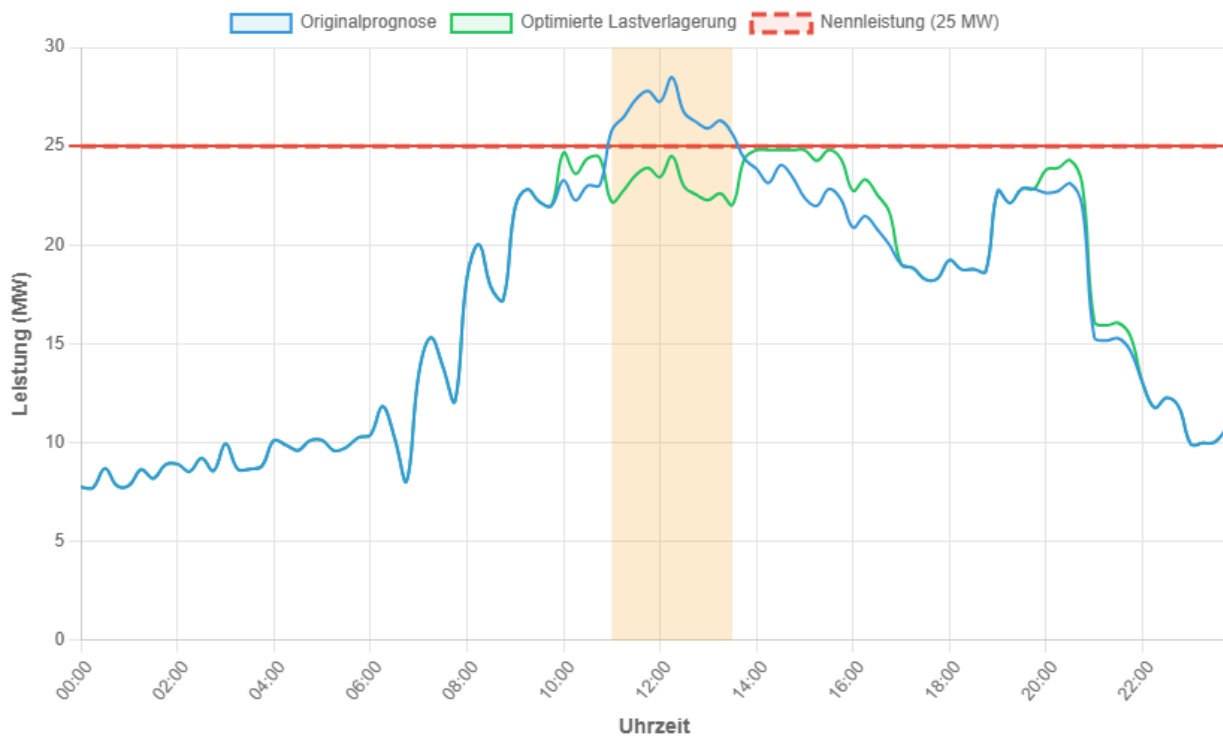


Abbildung 21 - Wirksamkeitsnachweis AP 2.2 – Vergleich Originalprognose (blau) vs. optimierte Lastverlagerung (grün); Nennleistung 5 MW (rot gestrichelt), Überlastungsbereich (orange markiert) zwischen 11:00–13:30 Uhr

Durch die koordinierte Lastverschiebung über dynamische Netzentgelte konnte die optimierte Lastverlagerung (grüne Kurve) die Überlastung vollständig vermeiden und die Auslastung im gesamten Tagesverlauf unterhalb der Nennleistung halten.

Damit konnte der Nachweis für die Funktionalität der entwickelten Methode grundsätzlich erbracht werden. Jedoch ist darauf hinzuweisen, dass eine empirische Kalibration der Höhe der dynamischen Netzentgelte fehlt. Diese ist für zukünftige Untersuchungen notwendig, da der Anreiz bei den Eigentümern der Anlagen zu unterschiedlichen Reaktionen führen kann, siehe auch Abschnitt AP2.4 zum Thema Opportunitätskosten.

Regulatorische Einordnung

Das Konzept dynamischer Netzentgelte ist im aktuellen Rechtsrahmen nur für Verbraucher anwendbar – Erzeuger zahlen keine Netzentgelte. Für Batteriespeicher, die je nach Betriebszustand sowohl als Verbraucher (Laden) als auch als Erzeuger (Entladen) wirken, existiert daher eine regulatorische Lücke, siehe auch Ausführungen in AP5. Aktuelle energiepolitische Diskussionen und die Weiterentwicklung von §14a EnWG zielen auf eine Anpassung ab, die das entwickelte Konzept dann vollständig umsetzbar machen würde. Bis dahin ist das System auf die Ladephase als Steuerungsdomäne beschränkt.

AP 2.3: Entwurf, Implementation und Test: Marktprognose

Strommarktpreise zur Integration in die Netzauslastungsvorhersage und zur Berechnung dynamischer Netzentgelte.

Zweck der Marktpreisprognose im Projektkontext

Im Unterschied zu Handelsoptimierungssystemen dient die Marktpreisprognose im KI-Battery-Kontext primär als Indikator für die Netzauslastungsprognose: Niedrige Börsenpreise signalisieren hohe erneuerbare Einspeisung und damit potenziellen Flexibilitätsbedarf im Verteilnetz. Die Preisvorhersage wird in die übergeordnete Netzauslastungsprognose eingespeist und beeinflusst die Berechnung des dynamischen Netzentgelts. Typische Wetterextreme veranschaulichen diesen Zusammenhang besonders deutlich: In einer Dunkelflaute – also einer Periode mit wenig Wind und geringer Sonneneinstrahlung – steigen die Börsenpreise, was auf geringe erneuerbare Einspeisung und einen entsprechend niedrigen Flexibilitätsbedarf im Verteilnetz hinweist. Umgekehrt signalisiert eine Hellbrise – viel Sonne und Wind bei gleichzeitig niedriger Last – durch niedrige oder gar negative Börsenpreise eine hohe EE-Einspeisung und damit einen erhöhten Bedarf an netzdienlicher Flexibilisierung.

Eine wichtige Limitation: Der nationale Börsenpreis korreliert nicht zwingend mit der lokalen Netzsituation. Dennoch reagieren Anlagenbetreiber auf diesen Preis, was zu lokalem Flexibilitätsbedarf führen kann – unabhängig davon, ob dies volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Durchgeführte Arbeiten

Zunächst wurden verfügbare Prognosedienste und Datenquellen evaluiert und der Zusammenhang zwischen Marktpreisen und Netzauslastung untersucht. Parallel wurde ein eigenes KI-Fundamentalmodell auf Basis von Wetter-, Last- und Erzeugungsdaten konzipiert, jedoch aufgrund der unzureichenden Kosten-Nutzen-Relation gegenüber den externen Diensten nicht umgesetzt. Die ausgewählten externen Prognosedienste wurden validiert und die Marktpreisprognose in die Netzauslastungsvorhersage integriert.

Korrelation Marktpreise und Netzauslastung

Der nationale Börsenpreis bildet Angebot und Nachfrage auf Übertragungsnetzebene ab, nicht die lokale Verteilnetzsituation. Die Analogie liegt nahe: Aus der Änderung der Benzinpreise lässt sich nicht auf den Stau vor der Kita schließen. Dennoch ist der Börsenpreis im Verteilnetzkontext relevant – allerdings über einen indirekten Wirkpfad: Niedrige oder negative Börsenpreise signalisieren hohe erneuerbare Einspeisung auf nationaler Ebene, die häufig mit hoher lokaler PV- und Windeinspeisung korrespondiert. Zudem reagieren Anlagenbetreiber mit §14a-steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (Wärmepumpen, Wallboxen) auf Preissignale – etwa über dynamische Tarife –, was zu gleichzeitiger Lastverschiebung und damit lokalen Engpässen führen kann. Der Börsenpreis wirkt also nicht als Ursache der Netzbelastung, sondern als Proxy für die meteorologischen und verhaltensbedingten Treiber dahinter.

Konzipiertes Fundamentalmodell

Im Rahmen der Evaluation wurde ein eigenes KI-basiertes Prognosemodell konzipiert. Die Architektur sieht ein mehrstufiges Modell vor:

Eingangsdaten:

- Historische Day-Ahead-Preise (EPEX Spot)

- Wetterprognosen (Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit, Temperatur)
- Prognostizierte Last (ENTSO-E Transparency Platform)
- Prognostizierte EE-Einspeisung (Wind, PV)
- Kalendermerkmale (Wochentag, Feiertage, Saisonalität)

Als Modellansatz wurden Gradient-Boosted Trees (XGBoost/LightGBM) für die Punktprognose vorgesehen, da diese bei tabellarischen Zeitreihendaten mit heterogenen Features erfahrungsgemäß neuronalen Ansätzen ebenbürtig sind und deutlich geringeren Trainingsaufwand erfordern.

Das Modell wurde nicht umgesetzt: Der Aufwand für Datenpipeline-Pflege (insbesondere die zuverlässige Beschaffung und Aufbereitung der Eingangsdaten), fortlaufendes Retraining und Monitoring übersteigt den Mehrwert gegenüber etablierten externen Prognosediensten, die diese Infrastruktur bereits betreiben. Für den Projektkontext — Marktpreis als Proxy-Signal, nicht als Handelsgrundlage — ist die erreichbare Prognosegenauigkeit externer Dienste ausreichend.

Integration in die Netzauslastungsvorhersage

Die Marktpreisprognose wurde als Eingangsgröße in die übergeordnete Netzauslastungsvorhersage integriert (siehe Abbildung 13 - Systemarchitektur). Im Architekturdiagramm ist der Datenfluss von „Markt (Preisvorhersage)“ über die externe Dienstleister-Schnittstelle in den Digital Grid Twin dargestellt, wo die Preissignale in die Engpassanalyse und Anreizbestimmung einfließen.

Datenquellen und Architekturentscheidung

Evaluiert wurden folgende Ansätze für die Bereitstellung von Marktpreisvorhersagen:

- energyforecast.de (kostenlose API): geeignet für Prototyping und erste Validierungen
- enervis.de (kommerziell): höhere Genauigkeit für den Produktiveinsatz
- Eigenes KI-Fundamentalmodell (basierend auf historischen Preisen, Wetter, Last, Erzeugung): evaluiert, aber aufgrund unzureichender Kosten-Nutzen-Relation verworfen
- Ensemble-Verfahren (Kombination mehrerer Datenquellen): als Zukunftsoption spezifiziert

Die Architekturentscheidung fiel zugunsten externer Prognosedienste, da diese eine bessere Kosten-Nutzen-Relation bieten als ein selbst trainiertes Fundamentalmodell.

Performance-Benchmarking

Das Benchmarking der eingesetzten Prognosedienste über einen Jahreszeitraum (Mai 2024 bis August 2025) - siehe Abbildung 22 - ergab folgende Kennwerte für die 48h-Vorhersage:

Mittlerer absoluter Fehler (48h-Vorhersage): **3,62 ct/kWh**

Trend-Trefferquote: **65 %** (korrekte Vorhersage steigend/fallend)

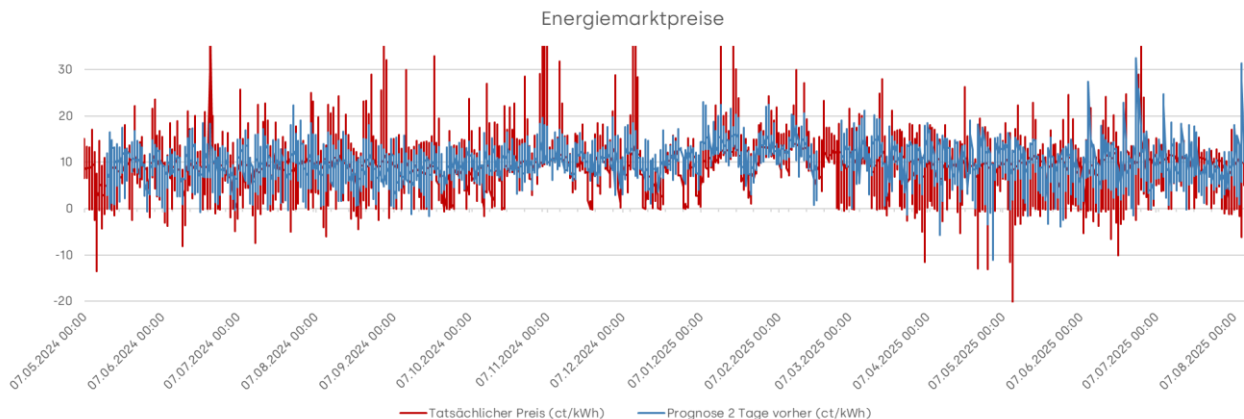


Abbildung 22 - Energiemarktpreise – Zeitreihe Mai 2024 bis August 2025; Tatsächlicher Preis (rot) vs. Prognose 2 Tage vorher (blau); Preisspanne -20 bis +35 ct/kWh (Quelle: energyforecast.de)

Die Prognose (blaue Kurve) erfasst die mittelfristigen Preistrends zuverlässig, weist aber bei kurzfristigen Preisausschlägen – insbesondere bei negativen Preisen oder extremen Spitzen – erwartungsgemäß höhere Abweichungen auf.

AP 2.4: Entwurf, Implementation und Test: Marktsteuerung

Ziel des Teilarbeitspakets 2.4 war die Entwicklung von Mechanismen zur marktbasierten Koordination von Flexibilitäten. Im Mittelpunkt steht das GridRequest-Protokoll als Kommunikationsstandard zwischen Netzbetreiber und Speicherbetreiber.

Durchgeführte Arbeiten

Ausgehend von den Anforderungen der übergeordneten Steuerungsarchitektur (AP 2.5) wurde ein Protokoll für die Kommunikation von Flexibilitätsanfragen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber konzipiert und spezifiziert. Dabei wurde die Anreizstruktur auf Basis dynamischer Netzentgelte entwickelt, die sich aus der prognostizierten Netzauslastung und den Opportunitätskosten der Speicherbetreiber ableitet. Die Opportunitätskostenberechnung nutzt die Marktpreisprognose aus AP 2.3, um den wirtschaftlichen Wert der Flexibilität am Energiemarkt zu bestimmen und den Netzentgelt-Anreiz entsprechend zu bemessen. Ergänzend wurde eine Entscheidungslogik für die Bewertung und Aggregation von Asset-Responses spezifiziert, die technische Restriktionen (SoC-Grenzen, §14a-Mindestleistung) und wirtschaftliche Kriterien berücksichtigt. Die Mechanismen wurden anhand simulierter Szenarien auf Plausibilität geprüft und in die Gesamtarchitektur integriert (siehe Abbildung 13 – Systemarchitektur: Datenfluss zwischen „Lokaler Flex-Mechanismus“ und „Energiemanagementsystem“).

GridRequest-Protokoll

Das GridRequest-Protokoll spezifiziert den strukturierten Informationsaustausch zwischen dem netzbetreiberseitigen G(rid)EMS und den lokalen Anlagen-EMS. Ein GridRequest enthält mindestens: das Zeitfenster, für das Flexibilität benötigt wird, die gewünschte Leistungsänderung sowie den Anreiz in ct/kWh (dynamisches Netzentgelt).

Die Antwort (Response) des Anlagen-EMS enthält: die Akzeptanzentscheidung (ACCEPTED / PARTIAL / REJECTED / ENERGY MARKET), die verfügbare Flexibilität sowie technische Restriktionen (SoC-Grenzen, maximale Leistung, §14a-Mindestleistung).

Anreizmechanismus und Opportunitätskosten

Die Marktpreisprognose aus AP 2.3 ermöglicht die Berechnung der Opportunitätskosten für Speicherbetreiber: Welchen Wert hat die Flexibilität am Energiemarkt, und wie hoch muss das Netzentgelt sein, damit der Betreiber auf den Markthandel verzichtet und stattdessen netzdienlich agiert? Der Anreiz wird als Preisaufschlag über dem aktuellen Marktpreis bemessen, sodass das dynamische Netzentgelt wirtschaftlich attraktiver ist als die Marktvermarktung.

Response-Entscheidungslogik

Der Algorithmus zur Bewertung und Aggregation von Asset-Responses unterscheidet vier Entscheidungen:

- ACCEPTED: Vollständige Umsetzung der Flexibilitätsanfrage, da technisch möglich und wirtschaftlich attraktiv
- PARTIAL ACCEPTED: Teilweise Umsetzung mit maximal möglicher Leistung (z. B. wegen SoC-Grenzen)
- REJECTED: Ablehnung wegen technischer Limits oder Nutzereinstellungen
- ENERGY MARKET: Weiterleitung an den Energiemarkt, da der Anreiz die Opportunitätskosten nicht übersteigt

AP 2.5: Entwurf, Implementation und Test: Übergeordnete Steuerung

Ziel des Teilarbeitspakets 2.5 war die Integration aller Komponenten zu einem ganzheitlichen Steuerungssystem sowie die technische Umsetzung über OpenEMS als Speicher-Interface.

OpenEMS als Implementierungsplattform

Als technische Basis für das Energiemanagementsystem im KI-Battery-Projekt wird OpenEMS eingesetzt. OpenEMS ist ein quelloffenes Energiemanagementsystem zur Überwachung, Steuerung und Optimierung von Energieflüssen in Gebäuden und Energiesystemen. Das System ist flexibel und kann an die spezifischen Anforderungen verschiedener Anwendungen angepasst werden.

OpenEMS bietet eine breite Palette von Funktionen: Überwachung von Energieverbräuchen, Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern sowie Optimierung des Energieflusses in Echtzeit. Das System unterstützt verschiedene Arten von Energiequellen – sowohl erneuerbare Energien wie Solar- und Windkraft als auch konventionelle Netzeinspeisung. [Weitere Informationen unter: <https://openems.io/>]

OpenEMS-Integration

OpenEMS stellt ein standardisiertes Interface dar, um Speicher effizient zu betreiben. Als quelloffenes Energiemanagementsystem ermöglicht es die Überwachung, Steuerung und Optimierung von Energieflüssen in Gebäuden und Energiesystemen.

Die Integration mit dem KI-Battery-System erfolgte auf zwei Ebenen:

- Die Speicher sind als ESS (Energy Storage System) abgebildet, deren Attribute wie SoC und Wirkleistung über Channels zugänglich sind
- Die Channels werden über Controller gesteuert, die Verhaltensmuster wie Peak-Shaving oder Eigenverbrauchs-Maximierung implementieren
- Für die netzdienliche Steuerung wird der REST-API-Controller genutzt, um Lade- und Entladeleistung der Batterie zu setzen
- Ein eigener KI-Battery-Controller wurde als OpenEMS-Komponente für die netzdienliche Steuerung implementiert

OpenEMS wurde lokal eingerichtet und die KI-Battery-Steuerung wurde über die REST-API mit der simulierten Batteriesteuerung verbunden, Abbildung 23.

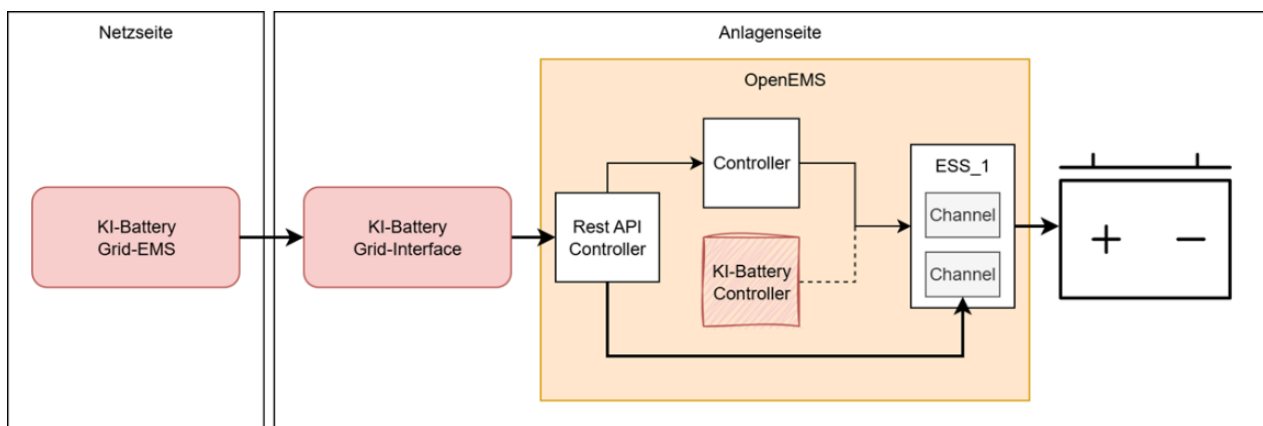


Abbildung 23 - OpenEMS-Integrationsarchitektur

Zusätzlich wurde ein Fahrplan-basierter Betriebsmodus konzipiert: Der Betriebsplan wird als JSON-Datei übergeben und kann Zeitlücken enthalten, in denen die vorkonfigurierte OpenEMS-Eigensteuerung übernimmt. Dieser Modus reduziert die Anforderungen an die Echtzeit-Kommunikationsschnittstelle und eignet sich besonders für erste Feldtests. Detaillierte Ausführungen hierzu sind in AP3 dargestellt.

Systemarchitektur und Komponenten

Das Gesamtsystem besteht aus zwei Hauptmodulen, die über eine REST-API kommunizieren: der GH-KI-Battery-Steuerung auf Netzseite und OpenEMS auf Anlagenseite. In Abbildung 24 ist der Gesamtsteuerungsablauf dargestellt.

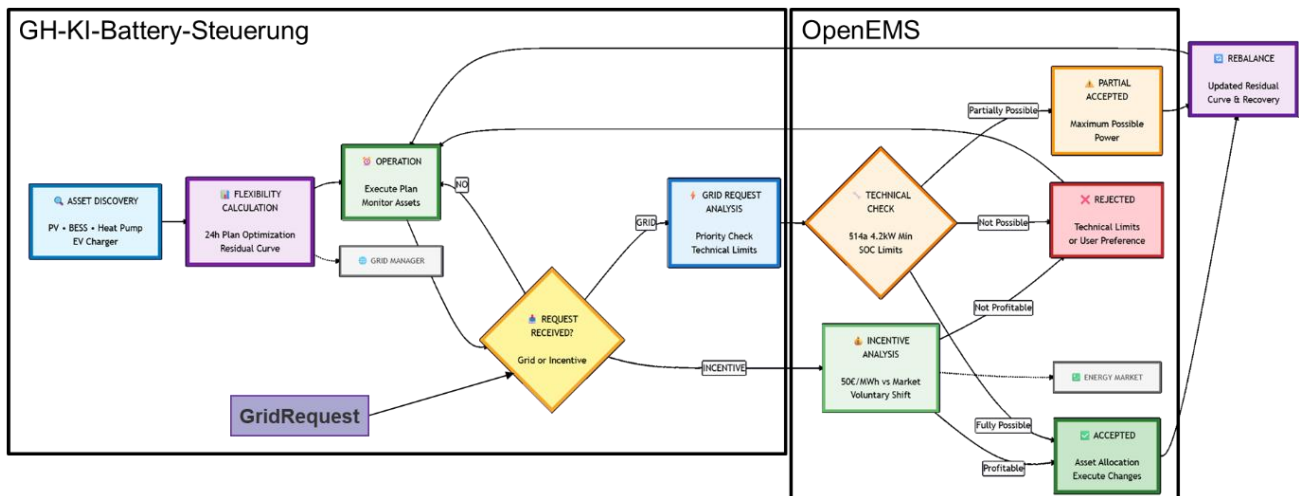


Abbildung 24 - Übergeordnete Steuerung AP 2.5

Die GH-KI-Battery-Steuerung umfasst vier Komponenten:

- Asset Discovery: Automatische Erkennung steuerbarer Anlagen (PV, BESS, Wärmepumpe, Wallbox)
- Flexibility Calculation: 24h-Optimierung mit Residualkurvenberechnung
- Grid Manager: Verarbeitung eingehender GridRequests und Koordination der Asset-Responses Es wird hierbei zwischen Grid- und Incentive-Request unterschieden
- Operation: Ausführen des Betriebsplans und kontinuierliches Monitoring der Anlagen

Dann erfolgt die Weiterleitung an das EMS. Eine Grid Request-Analyse mit Prioritätsprüfung und Prüfung der technischen Grenzen erfolgt. Dann erfolgt im Technical Check (oranges Kästchen) die technische Prüfung: Sind die Anforderungen technisch machbar? Zum Beispiel: §14a mit 4,2 Kilowatt Minimum und SOC-Limits eingehalten?

Wenn nicht machbar: Ablehnung im roten Kästchen wegen Verletzung der technischen Grenzen.

Wenn teilweise möglich: Im orangen Kästchen oben –

Die maximale mögliche Leistung wird akzeptiert, mit Anpassung und neuer Residualkurve.

Wenn vollständig möglich: Umsetzung des Fahrplans.

Bei einem Inzentiv-Request geht es zur Anreizanalyse im grünen Kästchen:

Ist das wirtschaftlich profitabel? Werden mindestens z.B. 50€ pro Megawattstunde angeboten oder macht sogar eine freiwillige Verschiebung Sinn?

Wenn nicht profitabel: Ablehnung.

Wenn profitabel: (grünes Kästchen unten). Das Asset wird umgeplant und der neue Plan ausgeführt. Der wichtigste Punkt hier ist: Der Anlagenbetreiber behält die Kontrolle. Das System prüft automatisch sowohl technische Machbarkeit als auch wirtschaftliche Attraktivität.

Zusammenfassung AP2

In Arbeitspaket 2 wurden funktionsfähige Algorithmen für alle fünf Teilbereiche der KI-gestützten Batteriesteuerung entwickelt und in der Simulationsumgebung validiert. Die zentralen Ergebnisse sind:

- KI-Leistungsprognose: Funktionsfähiges Prognosemodell für die 24h-Vorhersage der Netzauslastung mit Konfidenzintervallen, validiert an realen SWT-Daten
- Netzdienliche Steuerung: Algorithmus mit Schwellwertlogik (>85 % Aktivierung) und Fall-back-Strategie; Wirksamkeitsnachweis durch vollständige Engpassvermeidung in der Simulation (112 % $\rightarrow$ $\leq$ 100 %)
- Marktpreisprognose: 48h-Vorhersage mit 3,62 ct/kWh mittlerem Fehler und 65 % Trendtrefferquote; Entscheidung zugunsten externer Prognosedienste
- GridRequest-Protokoll: Spezifiziertes Kommunikationsprotokoll mit vierstufiger Entscheidungslogik (ACCEPTED / PARTIAL / REJECTED / ENERGY MARKET)
- OpenEMS-Integration: Implementierter KI-Battery-Controller als OpenEMS-Komponente; Steuerung über REST-API mit SoC-Auslesen und Leistungsvorgabe

Die Kombination aus vorausschauender KI-Prognose, marktbasiertem Anreizsignal und lokaler OpenEMS-Steuerung bildet einen geschlossenen Regelkreis, der die netzdienliche Batteriesteuerung ohne Zwangseingriffe ermöglicht. Die Ergebnisse bestätigen die Grundhypothese des Projekts: Dynamische Netzentgelte als Preissignal sind ein geeignetes Instrument zur koordinierten Steuerung dezentraler Batteriespeicher im Verteilnetz.

AP 3 Schnittstellen: Batterie, Markt, Netz, Wetter

Im Rahmen des Arbeitspakets 3 wurden alle Datenschnittstellen des KI-Battery-Systems entworfen, implementiert und getestet. Das Arbeitspaket verbindet die in AP 2 entwickelten Algorithmen mit den realen Datenquellen und Steuerzielen: dem Batteriespeicher (OpenEMS), dem Verteilnetz (Netz-Interface), dem Strommarkt (Marktdaten) sowie externen Wetterdiensten.

Die vier Schnittstellenkategorien bilden das Rückgrat der Systemarchitektur, siehe Tabelle 4:

Schnittstelle	Technologie / Dienst
Batteriesteuerung	OpenEMS REST-API / Fahrplan-JSON
Markt & Eigenoptimierung	OpenEMS-Controller (existierend)
Netz	OpenEMS-Controller + gridhound-Interface
Wetterdaten	Meteomatics, OpenWeatherMap, DWD

Tabelle 4 - Übersicht der implementierten Schnittstellen

Ohne funktionsfähige Schnittstellen können weder Prognosedaten eingespeist noch Steuerbefehle ausgeführt werden. Das Arbeitspaket adressiert damit die technische Integrationsebene des Gesamtsystems.

AP 3.1: Entwurf, Implementation und Test

Schnittstelle Batteriesteuerung (OpenEMS)

Die Schnittstelle zur Batteriesteuerung wurde auf Basis von OpenEMS realisiert. OpenEMS (Open Energy Management System) ist eine quelloffene Plattform zur Steuerung und Optimierung von Energiesystemen, die ein standardisiertes Interface für den Betrieb von Batteriespeichern bereitstellt.

Der Kommunikationspfad für die Regelsteuerung verläuft von der netzseiteigen GH-KI-Battery-Steuerung über das KI-Battery-Grid-Interface zu OpenEMS auf der Anlagenseite. Innerhalb von OpenEMS übernimmt der REST-API-Controller die Übertragung von Steuerbefehlen, während der KI-Battery-Controller als eigene OpenEMS-Komponente die netzdienliche Logik implementiert. Die Speicher sind in OpenEMS als ESS (Energy Storage System) abgebildet, siehe Abbildung 25. Deren Betriebsparameter sind über typisierte Datenkanäle (Channels) zugänglich:

- State of Charge (SoC): Aktueller Ladezustand in Prozent
- Wirkleistung (ActivePower): Momentane Lade- oder Entladeleistung in Watt
- ActivePowerSetPoint: Vorgabe der Ziel-Wirkleistung durch den KI-Battery-Controller

Die Steuerung der Channels erfolgt über Controller, die verschiedene Verhaltensmuster implementieren: Peak-Shaving, Eigenverbrauchs-Maximierung oder die netzdienliche KI-Battery-Logik. Der KI-Battery-Controller wurde als neue OpenEMS-Komponente im Rahmen dieses Projekts entwickelt und in die OpenEMS-Instanz des Feldtestpartners SWT integriert.

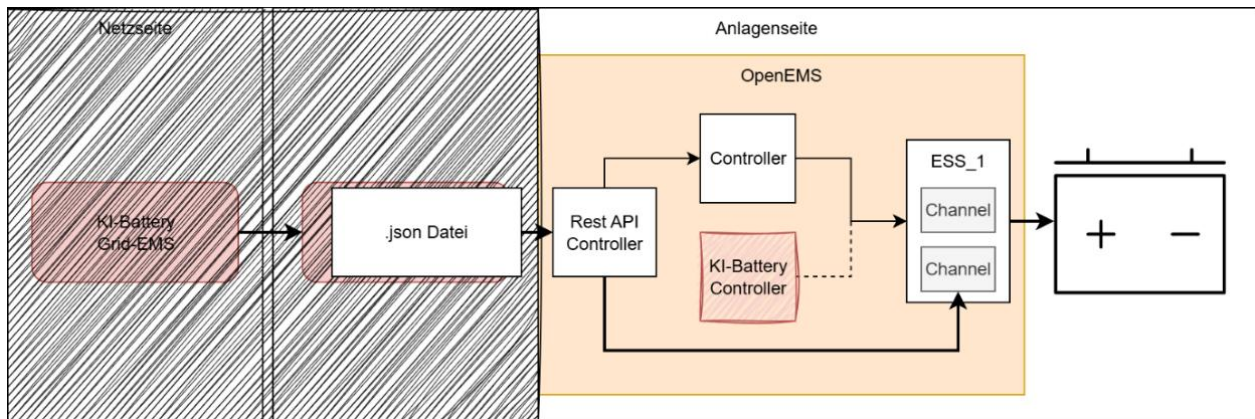


Abbildung 25 - OpenEMS-Integrationsarchitektur Kommunikationspfad von KI-Battery mit Interface Trennung Netz- und Anlagenseite

Fahrplan-Format (JSON)

Als zweiter Kommunikationskanal – insbesondere für die Verwendung im Feldversuch – wurde ein Fahrplan-basierter Betriebsmodus spezifiziert. Der Betriebsplan wird als JSON-Datei übergeben, siehe Abbildung 25, die eine zeitlich geordnete Liste von Leistungsvorgaben enthält. Dieses Format reduziert die Anforderungen an eine Echtzeit-Kommunikationsschnittstelle erheblich.

Jeder Eintrag der JSON-Liste enthält drei Pflichtfelder, siehe Abbildung 26:

- **startTimestamp:** Zeitpunkt des Wirkleistungs-Setpoints in Sekunden seit Unix-Epoch (UTC)
- **duration:** Haltedauer des gesetzten Werts in Sekunden (typisch 900 s = 15 min)
- **activePowerSetPoint:** Ziel-Wirkleistung in Watt. Positive Werte entsprechen einem Ladevorgang, negative Werte einem Entladevorgang (in W).

Ein wesentliches Merkmal des Formats ist die Toleranz für zeitliche Lücken: Wenn der Abstand zwischen zwei Einträgen größer ist als die **duration** des vorangehenden Eintrags, übernimmt OpenEMS automatisch sein vorkonfiguriertes Standardverhalten (z. B. Eigenbedarfsoptimierung). Dieser Mechanismus ermöglicht eine selektive Steuerung nur in den Zeitfenstern mit Netzbedarf, während die Batterie in den übrigen Zeiten eigenständig wirtschaftlich optimiert wird.

```
[
  {
    "startTimestamp": 1577836800,
    "duration": 900,
    "activePowerSetPoint": 0
  },
  {
    "startTimestamp": 1577837700,
    "duration": 900,
    "activePowerSetPoint": -2000
  },
  ...
]
```

Abbildung 26 - OpenEMS-Fahrplan-JSON – Codebeispiel mit zwei Einträgen

Eine offene Frage im Kontext des Feldversuchs war die Bestimmung des initialen Ladezustands (Start-SoC): Der Betriebsplan setzt einen definierten Anfangs-SoC voraus. Über eine vorgelagerte Lade- oder Entladephase im Fahrplan kann die Batterie in den gewünschten Ausgangszustand gebracht werden, bevor der eigentliche netzdienliche Betriebsplan beginnt.

Schnittstelle Markt und Eigenoptimierung

Die Schnittstelle für Markt und Eigenoptimierung nutzt einen in OpenEMS bereits integrierten Controller. Dieser implementiert die Eigenverbrauchsoptimierung als Standardbetriebsmodus: Die Batterie wird primär genutzt, um PV-Überschuss zu speichern und den Netzbezug in Zeiten ohne Einspeisung zu minimieren.

Die Integration des Marktpreissignals (aus AP 2.3) in die Eigenoptimierung erfolgt über das GridRequest-Protokoll: Das dynamische Netzentgelt überschreibt punktuell den Eigenoptimierungs-Controller, wenn ein Netzengpass prognostiziert wird. Außerhalb von Engpasssituationen behindert das System die Eigenverbrauchsoptimierung nicht und erzeugt somit keinen Zielkonflikt für den Anlagenbetreiber.

Das Energiemanagementsystem steuert alle lokalen Anlagen (Speicher, Erzeuger, Verbraucher) und reagiert auf das dynamische Netzentgelt als externes Preissignal. Die sieben Energieflüsse des in AP 1 definierten Bilanzmodells (sup2dem, bat2dem, grid2dem, sup2bat, sup2grid, bat2grid, grid2bat) werden dabei vollständig berücksichtigt.

Schnittstelle Netz

Die Netz-Schnittstelle verbindet die netzbetreiberseitige GH-KI-Battery-Steuerung mit der Anlagenebene. Sie ist die zentrale Kommunikationsverbindung für den Übertrag des dynamischen Netzentgelts (GridRequest) und den Rückfluss von Anlagenmesswerten und Flexibilitätsantworten (Asset-Response).

Aufbau des gridhound-eigenen Interfaces

Das KI-Battery-Grid-Interface wurde als eigene Softwarekomponente entwickelt und verbindet die beiden Systemseiten: Die Netzseite übergibt GridRequests (Zeitfenster, Leistungsvorgabe, Netzentgelt), die Anlagenseite antwortet mit Asset-Responses (Akzeptanz, verfügbare Flexibilität, Restriktionen). Das Interface ist als REST-API realisiert und bietet folgende Funktionen:

- Empfang und Weiterleitung von GridRequests an den KI-Battery-Controller in OpenEMS
- Auslesen des aktuellen SoC über den OpenEMS-Channel
- Setzen der Lade- und Entladeleistung über den ActivePowerSetPoint-Channel
- Übermittlung von Asset-Responses zurück an das G(rid)EMS

Netzmessdaten und Datenquellen

Auf Netzseite wurden Messdaten von SWT in das System eingespeist. Als Datenquellen dienen Trafo-Abgangsmessungen an den Ortsnetztransformatoren (ONS), Smart-Meter-Messungen an ausgewählten Marktlaktionen (MaLo) sowie Übergabemessungen am Umspannwerk (UW). Die historischen Lastgänge wurden im 15-Minuten-Raster über OBIS-kodierte Messreihen bereitgestellt und bildeten die Grundlage für Training und Validierung der Prognosemodelle aus AP 2.1. Zusätzlich gehen hier auch die Bewegungsdaten, wie rollierende Zählerwerte der Haushalte und Gewerbekunden sowie Stammdaten mit Angabe der installierten Anlagen (PV, Wärmepumpen, Wallboxen etc.) mit ihren Leistungen in das Prognosesystem ein.

Schnittstellen Wetterdaten

Wetterdaten sind eine wesentliche Eingangsgröße für die Prognose der PV-Erzeugung und damit der Netzauslastung. Im KI-Battery-Projekt wurden drei Wetterdatenquellen evaluiert und anbindungstechnisch implementiert.

- Meteomatics bietet einen kommerziellen Wetterdatendienst mit hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung. Die REST-API liefert punktgenaue Wetterprognosedaten (Einstrahlung, Temperatur, Bewölkung) für beliebige Koordinaten. Die Anbindung wurde vollständig implementiert und für den Produktivbetrieb im Projekt eingesetzt.
- OpenWeatherMap stellt eine kostenlose Wetterdaten-API bereit, die Ist-Messwerte und Prognosen für weltweit Millionen von Standorten liefert. Die Schnittstelle wurde als kostengünstige Alternative zu Meteomatics implementiert und eignet sich besonders für Prototyping und erste Systemtests. Die Anbindung wurde vollständig abgeschlossen.
- DWD - Der Deutsche Wetterdienst stellt als behördliche Einrichtung kostenfreie Wetterdaten und Gitterpunkt-Vorhersagemodelle (z. B. ICON-D2) über Open-Data-Dienste bereit. Die DWD-Schnittstelle bietet besonders hohe Qualität für Deutschland und wurde als dritte Option spezifiziert.

Vergleich und Auswahlempfehlung zu Wetterdatenanbieter

Die drei Wetterdienste unterscheiden sich hinsichtlich Kosten, Auflösung und Integrationsaufwand:

- Für den Produktivbetrieb mit hoher Prognosegenauigkeit: Meteomatics (kommerziell, hohe räumliche Auflösung)
- Für kostenfreien Betrieb mit ausreichender Qualität: DWD-Open-Data (Deutschland, gute Modellgüte)
- Für internationale Anwendungen und Prototyping: OpenWeatherMap (weltweit verfügbar, geringe Kosten)

Alle drei Schnittstellen sind in der aktuellen Systemimplementierung nutzbar und können per Konfiguration ausgewählt werden. Die modulare Architektur ermöglicht auch die spätere Integration weiterer Wetterdienste ohne Änderungen an der Kernlogik.

Zusammenfassung AP 3

Das Arbeitspaket 3 hat alle für den Systembetrieb erforderlichen Datenschnittstellen erfolgreich implementiert. Damit ist die technische Grundlage geschaffen, die in AP 2 entwickelten Algorithmen mit realen Messdaten und Steuerzielen zu verbinden.

- Batteriesteuerung: OpenEMS-Integration mit REST-API-Controller und eigenem KI-Battery-Controller; Fahrplan-Format (JSON) für asynchronen Feldversuchsbetrieb
- Markt und Eigenoptimierung: Einbindung des bestehenden OpenEMS-Controllers; nahtlose Überlagerung durch dynamisches Netzentgelt bei Engpasssituationen
- Netz: KI-Battery-Grid-Interface als REST-API für GridRequest/Asset-Response-Protokoll; Anbindung von SWT-Netzmessdaten (OBIS-Codes, 15-Min.-Raster)
- Wetterdaten: Drei Dienste implementiert (Meteomatics, OpenWeatherMap, DWD); modulare Architektur ermöglicht flexible Auswahl je nach Anforderung

Die vollständige Implementierung aller Schnittstellen war Voraussetzung für die Simulationsvalidierung in AP 4. Mit dem Fahrplan-JSON-Format wurde darüber hinaus ein niedrighschwelliger Integrationspfad für künftige Feldversuche geschaffen, der ohne Echtzeit-Kommunikationschnittstelle auskommt und in Betrieb bzw. Simulation eingesetzt werden kann.

AP 4 Feldtest

Im Rahmen des Arbeitspakets 4 wurde der praktische Feldtest des im KI-Battery-Projekt entwickelten Steuerungskonzepts durchgeführt. Testpartner war die Stadtwerke Trier GmbH (SWT), die an drei Standorten im Stadtgebiet Trier Batteriespeicher betreibt und gridhound die Möglichkeit gab, die entwickelten KI-Algorithmen zur netzdienlichen Batteriesteuerung unter realen Bedingungen zu erproben. Das Arbeitspaket gliedert sich in vier Unterarbeitspakete: die Vorbereitung des Feldtests (AP 4.1), die Einrichtung und das KI-Training (AP 4.2), die eigentliche Durchführung (AP 4.3) sowie die abschließende Auswertung (AP 4.4).

AP 4.1: Vorbereitung Feldtest (Datenaufbereitung, Szenariendefinition)

Die Vorbereitung des Feldtests umfasste die Datenaufbereitung, die Definition der Testszenarien sowie die genaue Analyse der drei Feldteststationen. Grundlage hierfür waren historische Messdaten der SWT, Netztopologieinformationen aus GIS sowie die technischen Spezifikationen der Batteriespeicher und angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Abbildung 27 zeigt den Überblick über die Schritte zur Vorbereitung und den Analysen im Feldtest.

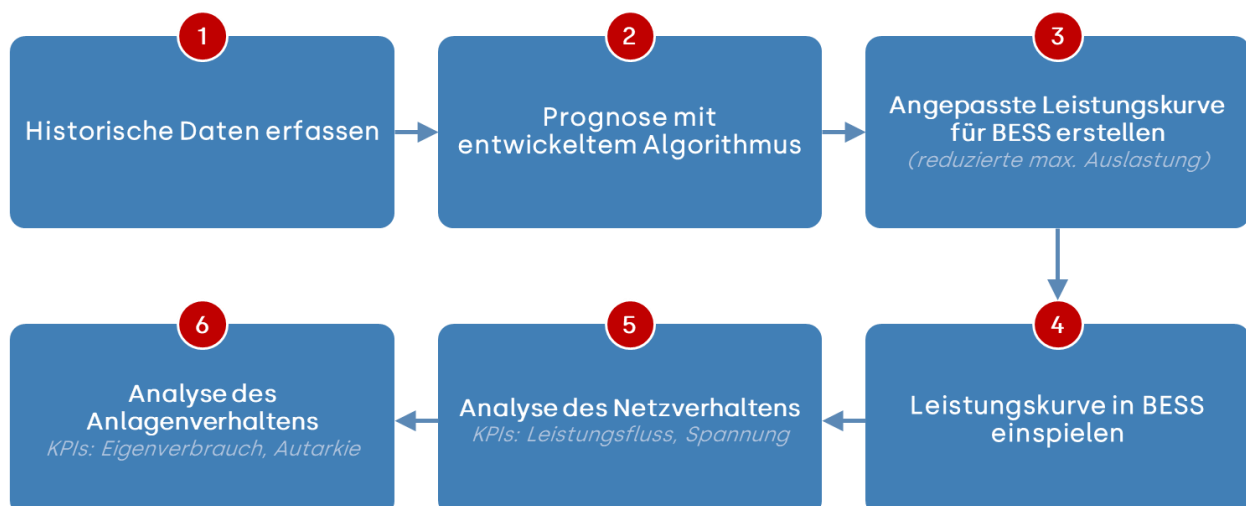


Abbildung 27 - Ablauf der vorbereitenden Maßnahmen und Analysen im Feldtest

Nachdem die historischen Daten der (Batteriezeitreihen, gemessene Netzzeitreihen) erfasst wurden, konnten die vorgestellten Schritte zur Prognose durchgeführt werden und eine angepasste Leistungskurve für die Batteriesysteme erstellt werden. Die Fahrpläne wurden eingespielt und darauf aufbauend können auf beiden Ebenen (Netz und Anlage) KPIs ermittelt werden.

Testpartner Stadtwerke Trier (SWT)

Die Stadtwerke Trier sind ein kommunales Energie- und Infrastrukturunternehmen, das neben dem Netzbetrieb für Strom, Wasser, Gas, Kommunikation und Beleuchtung auch Verkehrsbetrieb (ÖPNV) und Abwasserreinigung verantwortet. Im Bereich des Stromnetzes betreiben über 50 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter mehr als 1.400 Kilometer Stromleitungen und 670

Umspannstationen im Stadtgebiet Trier und der Region. Für den Feldtest stehen drei potenzielle Standorte mit Batteriespeichern zur Verfügung, siehe Abbildung 28:

- Standort A (linke Abbildung)
- Standort B (mittlere Abbildung)
- Standort C (rechte Abbildung)



Abbildung 28 - Lageübersicht der drei vorhandenen Feldteststationen im SWT-Netzgebiet

Die drei Feldteststationen unterscheiden sich deutlich in ihrer Anlagenkonfiguration und den angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten. Die Tabelle 5 gibt einen Überblick:

Station	Batteriespeicher	Weitere Anlagen
Standort A	50 kW / 75 kWh	PV 200 kWp
Standort B	100 kW / 110 kWh	200 kW PV, 360 kW BHKW
Standort C	2× 50 kW / 2× 54,3 kWh + 4× 25 kW / 4× 43 kWh	2× 250 kVA Wasserkraft, 159 kWp Dach-PV, 177 kWp PV-Freifläche

Tabelle 5 - Feldteststationen

Im Folgenden werden die drei Standorte mit ihren jeweiligen Netzanschlusssituationen und Messdatenstrukturen beschrieben.

Standort A

Der Batteriespeicher am Standort A verfügt über eine Leistung von 50 kW und eine Kapazität von 75 kWh. Er ist über einen Niederspannungsanschluss aus der Ortsnetzstation eingebunden und wird gemeinsam mit einer PV-Anlage mit 200 kWp betrieben.

Energiebilanz und Messstruktur Standort A

Die Messung am Standort A erfolgt über sechs Zählpunkte (Z1 bis Z4), die Bezug und Einpeisung am Netzanschlusspunkt, PV-Erzeugung, Laden und Entladen des Speichers sowie den Bezug der Ladesäulen erfassen, siehe Abbildung 29. Die Energiebilanz des Standorts ergibt sich aus folgender Gleichung:

$$Z1_B + Z2_L + Z3_L + Z4_L = Z1_L + Z2_B + Z3_B + Z4_B + \text{Parkhaus}_B$$

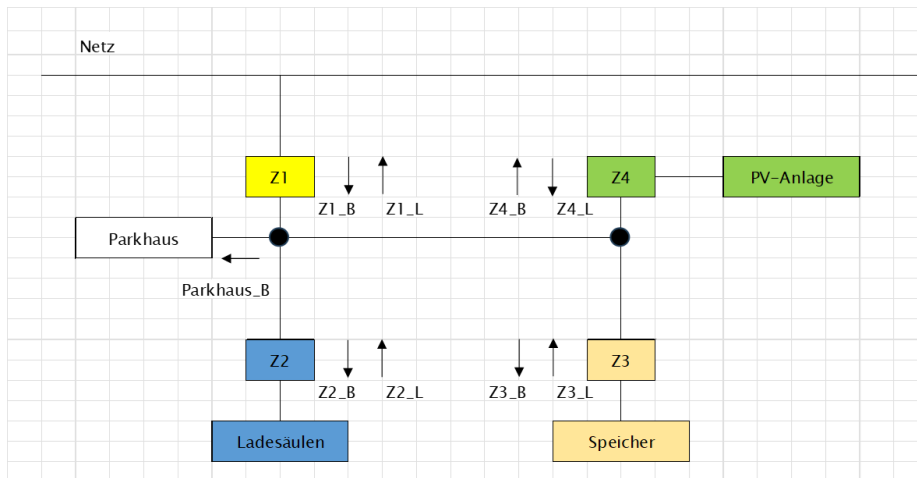


Abbildung 29 - Energiebilanzschema Standort A mit Zählpunkten Z1–Z4

Dabei gilt:

- Z1: Netzanschluss (OBIS 1.29.0 Bezug / 2.29.0 Lieferung)
- Z2: Ladesäulen (Bezug)
- Z3: Batteriespeicher (Laden und Entladen)
- Z4: PV-Anlage (Erzeugung)
- Parkhaus_B: Verbrauch des Standorts A (aus Energiebilanz errechnet)

Zur Vorbereitung des AP4.2 wurde eine detaillierte Analyse der Energieflüsse und des Eigenverbrauchs anhand historischer Messdaten durchgeführt. Die Methodik wird in Abschnitt AP4.2 beschrieben, die Ergebnisse sind in AP4.4 dargestellt.

Standort B

Der Batteriespeicher am Standort B hat eine Leistung von 100 kW und eine Kapazität von 110 kWh. Er ist über eine Ortsnetz-Kundenstation angeschlossen und wird zusammen mit einer 200-kW-PV-Anlage sowie einem 360-kW-Blockheizkraftwerk (BHKW) betrieben. Der Standort zeichnet sich durch die Kombination von Solar-, KWK- und Speichertechnologie aus.

Energiebilanz und Messstruktur Standort B

Am Standort B werden Generatoren (BHKW) und Speicher explizit gemessen; ein separater Eigenverbrauch für PV und BHKW (OBIS 1.29) wird nicht erfasst. Der Verbrauch wird aus der Energiebilanz errechnet. Die Messstruktur umfasst folgende Profile:

- Hauptmessung Bezug
- Hauptmessung Lieferung
- BHKW-Erzeugung
- PV-Erzeugung
- Speicher Laden
- Speicher Entladen

Standort C

Der Standort C ist der technisch komplexeste Feldteststandort. Der Batteriespeicher besteht aus mehreren Einheiten: zwei Speicher à 50 kW / 54,3 kWh sowie vier Speicher à 25 kW / 43 kWh,

insgesamt also 300 kW / 280,6 kWh Speicherkapazität. Als erneuerbare Erzeugungsquellen sind zwei Wasserkraftgeneratoren à 250 kVA sowie eine Dach-PV-Anlage mit 159 kWp und eine PV-Freiflächenanlage mit 177 kWp installiert. Der Standort ist über die eine Kundenstation an das Netz angeschlossen.

Methodische Anpassung

Der geplante Feldtest konnte aufgrund technischer Gründe außerhalb unserer Kontrolle nicht wie vorgesehen durchgeführt werden: Die Speicherintegration beim Feldtestpartner verzögerte sich erheblich. Von den drei geplanten Standorten war lediglich der Speicher im Standort A (50 kW / 75 kWh) operativ verfügbar. Dieser befand sich jedoch in einem Netzabschnitt ohne dokumentierte Engpassproblematik und war für wissenschaftlich aussagekräftige Messungen zu gering dimensioniert. Jedoch bestand in einem separaten Abschnitt des SWT-Netzes ein echtes Spannungsbandproblem durch erhöhte PV-Durchdringung. Hier liegen jedoch keine Batteriespeicher vor.

Daher wurde der Feldtest durch eine erweiterte Simulation mit realen Netzdaten ersetzt. Diese methodische Anpassung ermöglichte eine systematischere Validierung unter kontrollierten Bedingungen. Dazu kann die Untersuchung kritischer Szenarien ohne Gefährdung des Netzbetriebs erfolgen. Trotz der Umstände sind reproduzierbare Ergebnisse für eine wissenschaftliche Untersuchung erreicht worden. Die Szenarien am Standort A mit Untersuchungen zum Peakshaving und Netzsensitivitäten und am Niederspannungsstrang mit Spannungsbandproblemen sowie die Ergebnisse sind in AP4.3 und 4.4 beschrieben.

AP 4.2: Einrichtung und KI-Training

Folgende Schritte wurden für die Einrichtung und das KI-Training im Feldtest durchgeführt:

- Aufbau der Simulationsumgebung mit GIS-Integration
- Training der Prognosemodelle auf historischen Daten
- Kalibrierung der Speichermodelle
- Definition der Steuerungsstrategien (naiv vs. optimiert)

Aufbau der Simulationsumgebung mit GIS-Integration

Eine Simulationsumgebung mit georeferenzierter Darstellung des Netzes wurde aufgesetzt. Hier können die elektrischen Betriebsmittel (Kabel, Leitungen und Transformatoren) mit Echtzeit-Auslastungsvisualisierung dargestellt werden. Ebenfalls sind die Anlagendaten (Stammdaten) und Messungen verortet. Zu den Betriebsmitteln sind die jeweiligen elektrischen Kenndaten, wie Widerstandsbeläge der Leitungen aus Bibliotheken verlinkt. Parametrierbare Grenzwerte der maximalen Auslastung bzw. des tolerierbaren Spannungsbandes können jedem Element einzeln zugewiesen werden. Die Umgebung mit dem rechenfähigen Netzmodell und den Schnittstellen, wie in Abschnitt 3 beschrieben, ist somit für die Untersuchungen der netztechnischen Auswirkungen von Betriebsweisen der Batteriespeicher geeignet.

Training der Prognosemodelle auf historischen Daten

Aufbauend auf historischen Daten wurden, wie im AP2 beschrieben, Prognosemodelle der Lasten und Erzeuger im Netz aufgebaut und trainiert. Hierbei wurde neben Wetterdaten und

Zeitreihen aus dem Netz als weitere Grundlage historische Eigenverbrauchsdaten aller drei Feldteststationen ausgewertet. Ziel war es, das bisherige Betriebsverhalten der Batteriespeicher zu verstehen und das Potenzial für eine Optimierung durch netzdienliche Steuerung zu quantifizieren.

Kalibrierung der Speichermodelle

Die in AP2 beschriebenen Parameter für das Batteriespeichermodell wurden entsprechend der verfügbaren Daten eingepflegt. Hierzu zählen insbesondere die Batterienennkapazität (in kWh) und die Leistungsgrenzen der Wechselrichter (in kW). Zusätzlich werden die Wirkungsgrade der Wechselrichter bzw. des Batteriesystems für Lade- und Entladevorgänge vorgegeben. Eine weitere Kenngröße ist die Verfügbare Kapazität, die aufgrund von vorgegebenen SoC-Grenzen unterhalb der Nennkapazität liegt. Ebenfalls sollte eine vollständige Entladung vermieden werden. Somit wird auch ein unterer SoC-Grenzwert eingesetzt.

Analyse des Eigenverbrauchs an historischen Daten

Zur systematischen Analyse wurden alle relevanten Energieflüsse zwischen den Akteuren Netz (grid), lokale Erzeugung (supply - sup), Batteriespeicher (battery - bat) und Verbraucher (demand - dem) erfasst und bewertet, wobei die Summengleichung (Kirchhoffsches Gesetz) berücksichtigt wird. Das verwendete Energieflussmodell unterscheidet sieben Grundflüsse, die nach vier Prioritätsstufen geordnet sind, siehe Abbildung 30:

- sup2dem (Priorität 1): Direkte Nutzung der lokalen Erzeugung durch den Verbraucher
- bat2dem (Priorität 2): Entladung des Speichers zur Deckung des Verbrauchs
- sup2bat (Priorität 2): Laden des Speichers aus lokaler Erzeugung
- grid2dem (Priorität 3): Netzbezug zur Bedarfsdeckung
- sup2grid (Priorität 3): Einspeisung lokaler Erzeugung ins Netz
- bat2grid (Priorität 4): Entladung des Speichers ins Netz
- grid2bat (Priorität 4): Laden des Speichers aus dem Netz

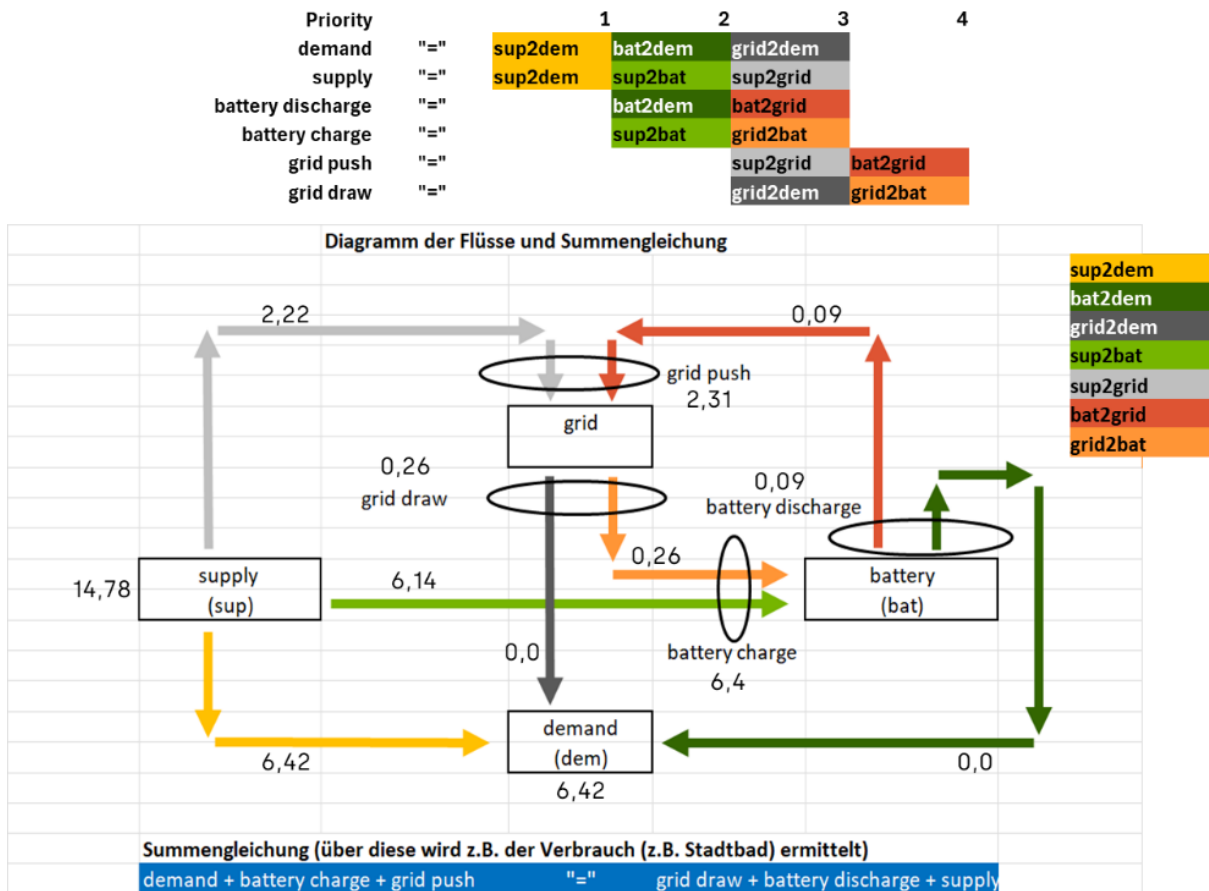


Abbildung 30 - Energieflussdiagramm mit Prioritätstabelle und Summengleichung

Aus diesem Flussmodell werden zwei zentrale Kennzahlen abgeleitet:

Eigenverbrauchsquote (supply cover-factor): Anteil der lokal erzeugten Energie, der vor Ort genutzt wird (direkt oder über Speicher):

$$\gamma_{sup} = \frac{sup - sup2grid}{sup} \cdot 100\%$$

Autarkiegrad / Deckungsgrad (demand cover-factor): Anteil des Verbrauchs, der durch lokale Erzeugung oder Speicher gedeckt wird:

$$\gamma_{dem} = \frac{dem - grid2dem}{dem} \cdot 100\%$$

Als Beispiel ergibt sich für einen repräsentativen Betriebstag am Standort A ein Eigenverbrauch von 85 % und ein Deckungsgrad von 100 % (bei 14,78 MWh Erzeugung und 6,42 MWh Verbrauch; grid2dem = 0). Die hohe Eigenverbrauchsquote zeigt, dass die PV-Erzeugung weit über dem lokalen Verbrauch liegt und der überschüssige Strom ins Netz eingespeist wird. Ergebnisse der Eigenverbrauchsanalyse sind in AP4.4 beschrieben.

Die Berücksichtigung dieser Prioritäten in OpenEMS war eine zentrale Fragestellung bei der Vorbereitung des Feldtests: Das EMS muss sicherstellen, dass die Speichersteuerung die Energiefluss-Hierarchie korrekt abbildet und den Eigenverbrauch optimal gestaltet.

Definition der Steuerungsstrategien (naiv vs. optimiert)

Entsprechend den vorangegangenen Untersuchungen in AP1 werden zwei Steuerungsstrategien definiert. Das naive Laden von lokal verfügbarer PV-Erzeugung zur Eigenverbrauchsmaximierung dient als Referenz. Daneben wird das netzdienliche Steuern durch Reduktion der Einspeisepitzen durchgeführt und die Effekte auf Netz und Anlagenverhalten untersucht.

OpenEMS-Integration

Ein weiteres zentrales Element der Einrichtungsphase war die Integration des KI-Battery-Steuerungssystems mit dem Open-Source-Energiemanagementsystem OpenEMS, das an den Feldteststationen der Stadtwerke Trier eingesetzt wird. OpenEMS bildet die Schnittstelle zwischen dem KI-Battery-Algorithmus und den physischen Batteriespeichern.

Integration in die Simulationsumgebung: Fahrplan-basierter Ansatz

Für die Simulationen wurde aufgrund der praktischen Rahmenbedingungen ein vereinfachter Integrationsansatz gewählt: Anstatt einer direkten Online-Schnittstelle zwischen dem KI-Battery Grid-EMS und OpenEMS wird der Fahrplan als JSON-Datei übergeben.

Dieser Ansatz hat folgende Eigenschaften:

- Keine Echtzeit-Schnittstelle erforderlich: Die direkte Netzseiten-Verbindung (KI-Battery Grid-EMS zu OpenEMS) entfällt im Feldversuch; die Übergabe erfolgt per JSON-Datei.
- Flexible Fahrplandauer: Der Fahrplan kann beliebig lange Zeiträume abdecken und Lücken enthalten. In Lücken übernimmt OpenEMS automatisch seine vorkonfigurierte Steuerung, z. B. Eigenbedarfsoptimierung.
- Start-SoC-Koordination: Eine offene Frage im Feldversuch war die Bestimmung des Start-SoC beim Fahrplanbeginn. Über einen vorgelagerten Ladeplan könnte die Batterie in einen vordefinierten Ladezustand gebracht werden (z. B. 50 %), von dem der Algorithmus dann ausgeht.

AP 4.3: Durchführung

Simulation auf Basis realer Netz- und Messdaten

Im Zuge der Vorbereitung des Feldtests zeigte sich eine grundlegende Herausforderung, die eine methodische Anpassung des ursprünglichen Vorgehens erforderlich machte. Diese Anpassung führte zur Entwicklung eines erweiterten Simulationsansatzes auf Basis realer Netz- und Messdaten - eines sogenannten Digital Twin.

Herausforderung: Fehlende räumliche Übereinstimmung von Netzproblem und Speicher

Der ursprüngliche Plan des Feldtests sah vor, die netzdienliche Wirkung der Batteriespeicher unmittelbar an den Feldteststationen zu demonstrieren. Bei der Analyse der realen Netzsituation ergaben sich jedoch zwei grundlegende Probleme:

- Die Speicherstandorte (A, B, C) haben kein reales Netzproblem - Spannungsbandverletzungen oder Leitungsauslastungen treten dort unter normalen Betriebsbedingungen nicht auf.

- Der Standort mit einem bekannten Netzengpassproblem im SWT-Netz verfügt über keinen Batteriespeicher, der für den Feldtest genutzt werden könnte.

Eine direkte messtechnische Demonstration der netzdienlichen Speicherwirkung am realen Engpassstandort war damit nicht möglich.

Als Lösung wurde ein Simulationsansatz entwickelt, der auf realen Netztopologie- und Messdaten der SWT basiert und damit eine valide, praxisnahe Grundlage für die Auswertung bietet. Der Ansatz umfasst zwei Simulationsstrategien:

- Untersuchungen der Auswirkung von Peakshaving in der Simulation am Speicherstandort A: Hierbei soll untersucht werden, ob eine kombinierte Optimierung (Netzdienlichkeit und Eigenverbrauch) möglich ist und zusätzlich aufgezeigt werden, dass der lokale Netzkontext relevant ist. Hierbei werden Netzsensitivitäten untersucht.
- Simulation eines entlastenden Speichers am Problemstandort Niederspannungsnetz NS1: Batteriespeicher werden virtuell am bekannten Engpassstandort hinzugefügt und seine netzdienliche Wirkung im Vergleich zum Standardbetrieb simuliert.

Beide Ansätze verwenden reale Messdaten (Zählerstände, Netzabgangsmessungen, RLM-Werte, Standardlastprofile) sowie die tatsächliche Netztopologie als Grundlage. Dies sichert die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf reale Netzsituationen. Die beiden Standorte werden im Folgenden beschrieben. Ergebnisse der Simulationen werden im Abschnitt zu AP4.4 vorgestellt.

Batteriespeicher Standort A

Wie in AP4.1 beschrieben liegt der Speicher in einem Mittelspannungs-Netzstrang. Ein GIS-Auszug des MS-Netzstrangs ist in Abbildung 31 dargestellt.

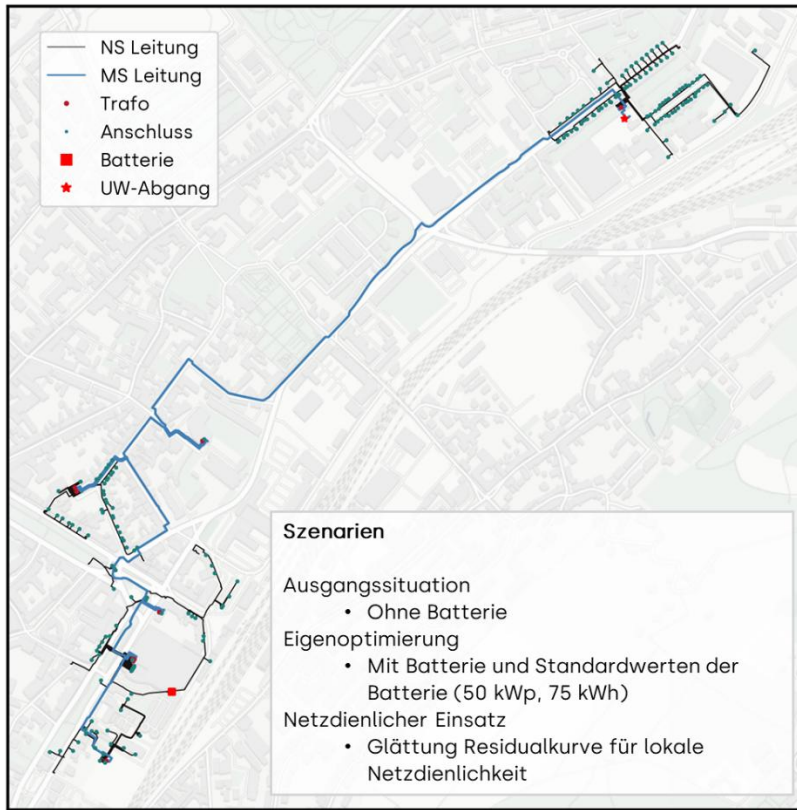


Abbildung 31 - GIS-Auszug zu Netzstrang mit Batteriespeicher Standort A und untersuchte Szenarien

Dort markiert sind die MS-Leitungen bzw. NS-Leitungen, sowie die Ortsnetztransformatoren der UW-Abgang und die Lokalisation der Batterie.

Als Eingangsdaten dienen (unter anderem):

- Zählerstandsdaten des Standorts A
- Messungen am UW-Abgang
- Registrierende Leistungsmessungen (RLM)
- Standardlastprofile (SLP)
- Weitere Annahmen zur Netzlast

Untersucht werden zwei Betriebsarten für den Batteriespeicher Standort A (50 kW / 75 kWh, PV 200 kWp):

- Standardbetrieb: Eigenverbrauchsmaximierung ohne Netz-Berücksichtigung
- Netzdienlicher Betrieb: Glättung von PV-Mittagsspitzen

Daneben wird auch eine Netzsimulation ohne Batteriespeicher als Referenz durchgeführt. Die Auswertung erfolgt sowohl auf der Netzseite (Spannung, Leistung als Zeitverlauf) als auch auf der Anlagenseite (Eigenverbrauchsquote Standort A im Tagesvergleich). Zusätzlich werden für einen Zeitschritt Netzsensitivitäten durch Leistungsänderung der Betriebsweisen ermittelt. Die Simulationen erfolgen auf Basis realer Netz- und Messdaten für eine Augustwoche in 2024.

Vorschrift: Validierung Batteriemodell

Zur Validierung des verwendeten Batteriemodells in den folgenden Untersuchungen mittels Simulation anhand realer Netz- und Messdaten wurde im Vorfeld der Output des internen Batteriemodells mit historischen Daten verglichen. Der Modus ist hierbei die Eigenverbrauchsmaximierung, wie in OpenEMS direkt implementiert. Die Validierung wurde mit Daten am Standort A durchgeführt. Abbildung 32 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung.

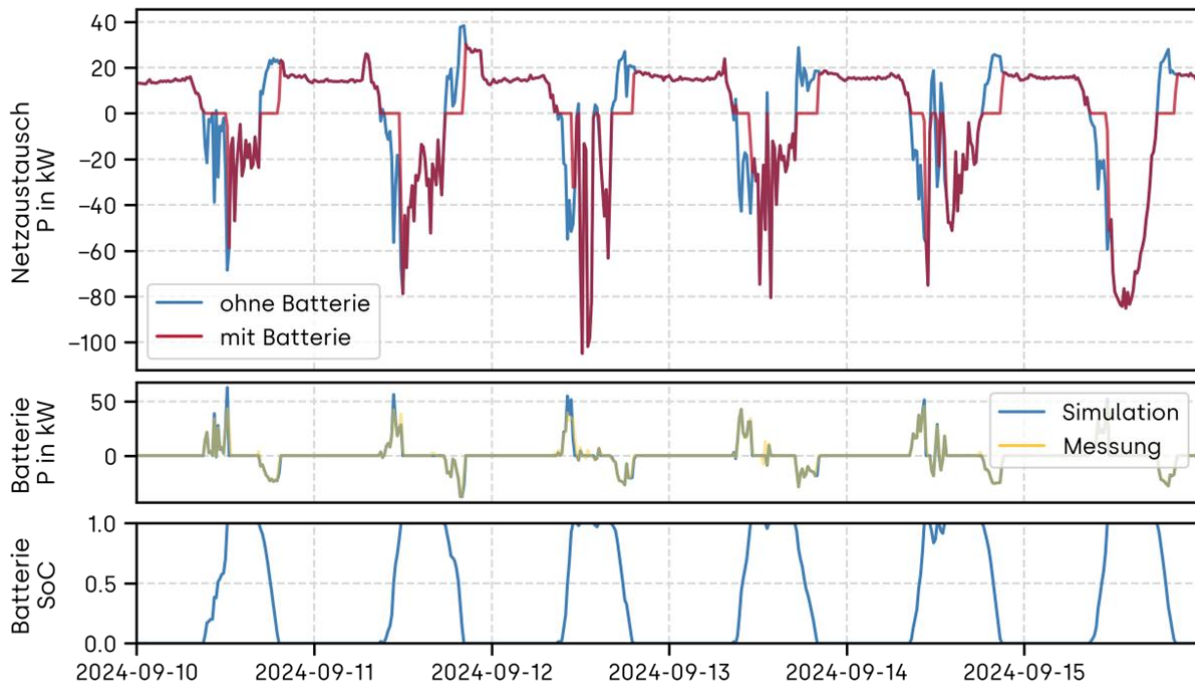


Abbildung 32 - Validierung des Batteriesimulationsmodells gegen Messung

Im obigen Abschnitt ist der Netzaustausch zum einen ohne Batterie (oder bei deaktivierter Batterie) und mit Batterie bei Eigenverbrauchsmaximierung dargestellt. Darunter sind die simulierten (internes Modell) und real gemessenen Leistungszeitreihen des Speichers dargestellt. Zusätzlich ist der zeitliche Verlauf des SoC mit ausgegeben. Im internen Modell sind diskrete Zustände (Laden/Entladen/Halten) pro Zeitschritt (hier 15 Min.) abgebildet. Für die Messdaten gilt auch innerhalb der Zeitschritte, dass verschiedene Zustände abgefahren werden können. Dies erklärt die minimalen Unterschiede. Es zeigt sich jedoch eine sehr gute Übereinstimmung, was die Nutzbarkeit des Modells für die folgenden Simulationen bestätigt.

Szenario Niederspannungsnetz NS1 - Verletzung des Spannungsbandes im Netzstrang

Beim hier vorgestellten Netzgebiet handelt es sich um einen Niederspannungsnetzstrang, der ein Neubau-Wohngebiet versorgt. Die Abbildung 33 zeigt den entsprechenden GIS-Auszug.

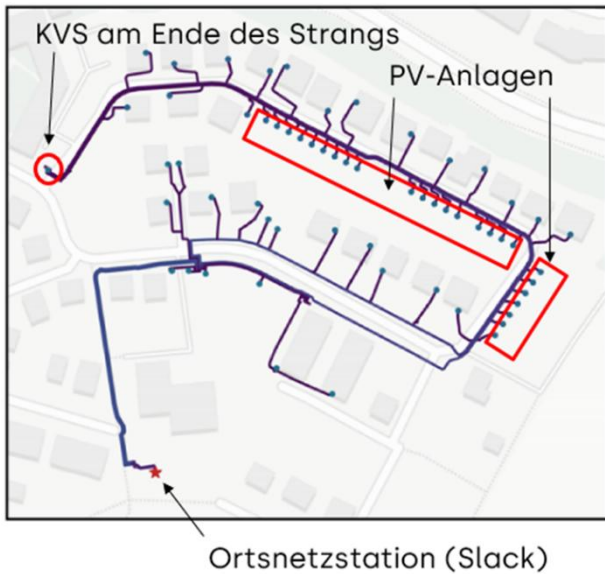


Abbildung 33 - GIS-Darstellung Niederspannungsnetz NS1

Aus der Ortsnetzstation versorgen zwei parallele Kabelstränge die Netzanschlüsse (Hausanschlüsse). Am Ende des Stranges befindet sich ein Kabelverteilschrank (KVS). Durch starken Ausbau an einphasigen PV-Wechselrichtern, welche ausschließlich an Außenleiter A (L1) angeklemmt wurden, kam es zu einem Anstieg der Spannung bei hoher gleichzeitiger Einspeisung. Daraus folgend stiegen die PV-Systeme aus Schutzgründen aus. Im Nachgang wurden durch die SWT mobile Messungen an der Station und im KVS ausgebracht, um den Sachverhalt zu untersuchen. Während in der Station keine Spannungsbandverletzung auftrat, war im Kabelverteiler die Spannung stark unsymmetrisch und eine Verletzung in Phase A trat auf. Die praktische Lösung war das nachträgliche Aufteilen der Wechselrichter auf die drei Außenleiter.

Im Projekt wurde das Szenario genutzt, um in Simulationen mit echten Netz- und Messdaten aus dem Kabelfeld durchzuführen. Als mögliche Option zur Spannungssenkung wurden hierbei Batteriespeicher hinzugefügt und verschiedene Fahrweisen (Standard mit Eigenverbrauchsmaximierung und netzschonende Fahrweise) untersucht.

AP 4.4: Auswertung

Zunächst wurden für die drei Speicherstandorte Eigenverbrauchsanalysen durchgeführt mit historischen Daten.

Eigenverbrauchsauswertung Standort A

Am Standort A (50 kW / 75 kWh Speicher, 200 kWp PV) wurden Daten aus den Jahren 2020 bis 2024 ausgewertet. Die PV-Anlage liefert in den Sommermonaten erhebliche Überschüsse und speist entsprechend viel Energie ins Netz ein. In den Wintermonaten muss dagegen trotz des Speichers Energie aus dem Netz bezogen werden.

Jahr	Autarkie (MWh)	Autarkiegrad	Eigenverbrauch (MWh)	Eigenverbrauchsquote
2020 (ab Jun.)	40,4 / 92,8	44,7 %	40,8 / 95,4	56,1 %
2021	82,0 / 181,3	46,6 %	82,9 / 189,2	56,4 %
2022	81,1 / 177,7	48,1 %	82,2 / 200,2	56,7 %
2023	92,5 / 201,1	47,4 %	94,5 / 176,7	66,9 %
2024	74,5 / 197,2	39,7 %	74,7 / 157,6	61,3 %

Tabelle 6 - Übersicht Eigenverbrauchsanalyse Standort A

Die Kennzahlen zeigen über alle Jahre eine stabile Autarkie zwischen rund 40 % und 48 % sowie eine Eigenverbrauchsquote zwischen rund 56 % und 67 %, siehe Tabelle 6.

Die Batterie wird dabei fast ausschließlich aus PV-Erzeugung geladen (Anteil from supply > 90 % in allen Jahren) und entladen vollständig in den lokalen Verbrauch (Anteil to demand > 99 %). Eine Netzeinspeisung aus dem Speicher (bat2grid) findet praktisch nicht statt, siehe auch monatliche Auswertung in Abbildung 34.

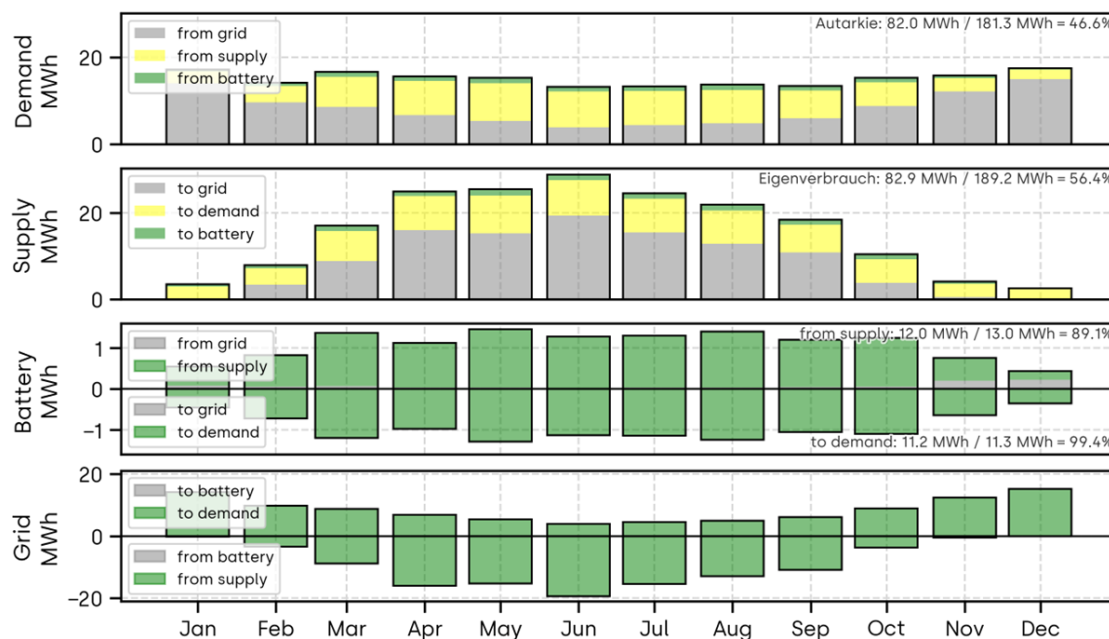


Abbildung 34 - Monatliche Energieflüsse Standort A 2021 (Demand, Supply, Battery, Grid)

Die Detailanalyse der ersten Dezemberwoche 2021 zeigt das Winterverhalten besonders deutlich (Abbildung 35). In der Abbildung sind der zeitliche Leistungsverlauf der Last (Demand) und Erzeugung (Supply) sowie der Batterie dargestellt.

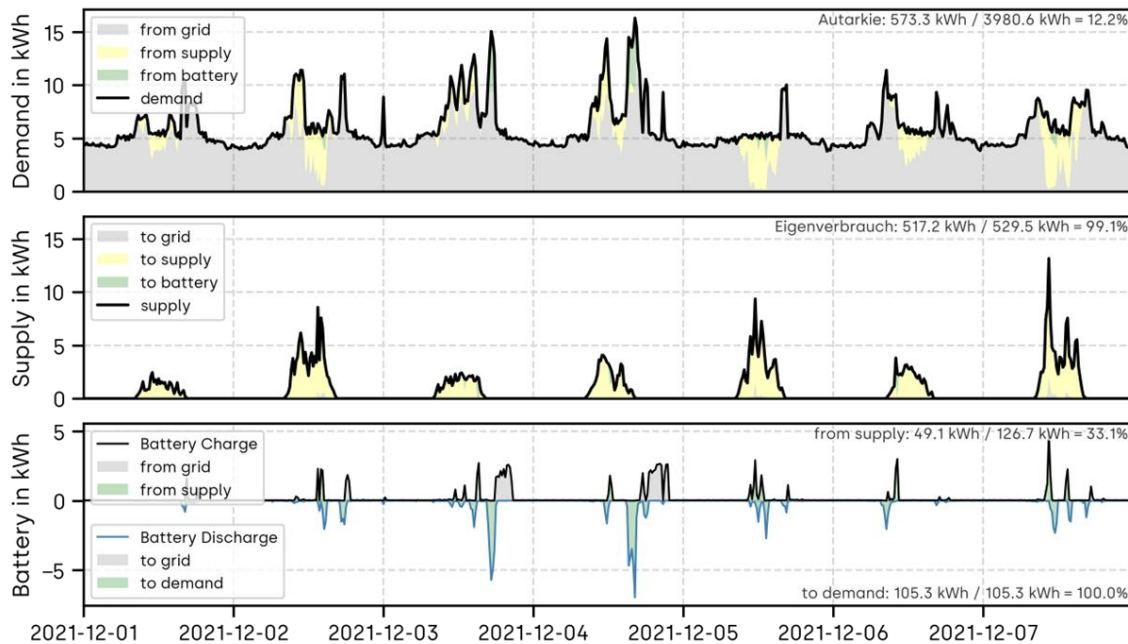


Abbildung 35 - Zeitlicher Verlauf Energieflüsse über eine Woche im Dezember 2021

Wiederum sind die einzelnen Energieflussanteile der Lastdeckung bzw. der Lieferung der Erzeugung und bidirektional für die Batterie aufgezeigt. Der Autarkiegrad sinkt auf nur 12,2 %, weil die PV-Erzeugung gering ist und der Speicher nur einen kleinen Teil des Bedarfs decken kann. Die Eigenverbrauchsquote liegt dagegen bei 99,1 %, da kaum Strom eingespeist wird.

Eigenverbrauchsauswertung Standort B

Am Standort B (100 kW / 110 kWh Speicher, 200 kW PV, 360 kW BHKW) wurde eine Auswertung für die Jahre 2023, 2024 und die ersten Monate 2025 durchgeführt. Der Energiebedarf des Standorts B ist über das Jahr hinweg relativ konstant. Im Winter läuft das BHKW auf voller Leistung und macht die Station vollständig autark; im Sommer fährt das BHKW zurück, wodurch die Gesamtenergieerzeugung sinkt und Netzbezug nötig wird.

Jahr	Autarkie (MWh)	Autarkiegrad	Eigenverbrauch (MWh)	Eigenverbrauchsquote
2023	1082,0 / 1276,2	84,9 %	1095,1 / 1830,2	62,9 %
2024	1067,2 / 1338,5	79,3 %	1078,5 / 1742,9	62,8 %
2025 (Jan–Feb)	208,7 / 217,5	96,1 %	209,2 / 382,6	54,7 %

Tabelle 7 Übersicht Eigenverbrauchsanalyse Standort B

Der Autarkiegrad ist mit über 79 % deutlich höher als am Standort A und reflektiert die Kombination aus BHKW und PV, Tabelle 7. Der Speicher wird fast ausschließlich aus lokaler Erzeugung geladen ("from supply" > 96 %) und entladen vollständig in den lokalen Verbrauch ("to demand" = 100 %). Die hohen Eigenverbrauchswerte in den ersten Monaten 2025 (Autarkie 96,1 %) bestätigen das starke Winterbetriebsverhalten des BHKW.

Ergänzend sind die monatlichen Energieflüsse für 2023 in Abbildung 36 dargestellt.

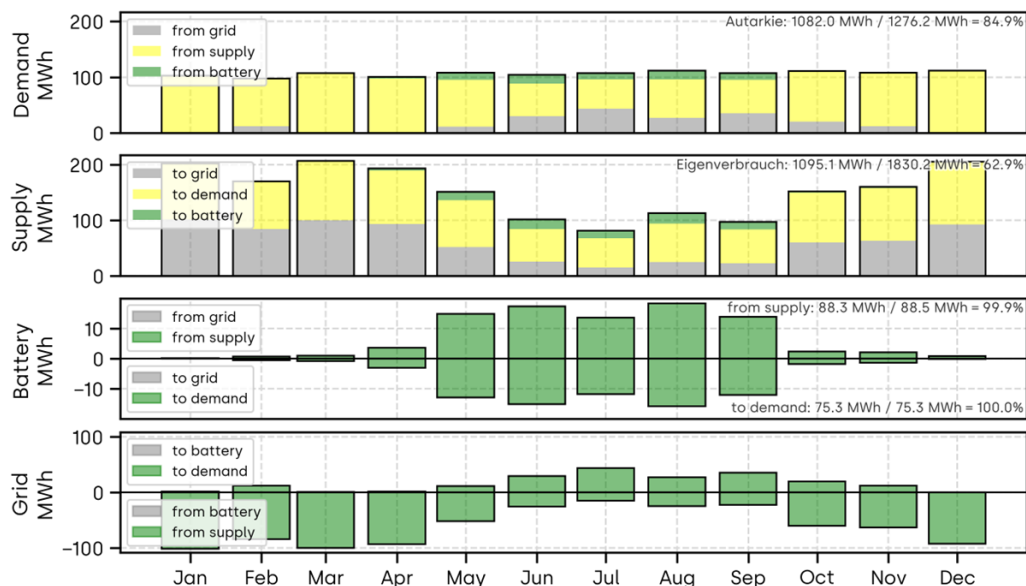


Abbildung 36 - Monatliche Energieflüsse Standort B 2023 (Demand, Supply, Battery, Grid)

Eigenverbrauchsauswertung Standort C

Der Standort C (Batteriespeicher 300 kW / 280,6 kWh gesamt, 2x 250 kVA Wasserkraft, 336 kWp PV gesamt) wurde für die Jahre 2022, 2023 und 2024 ausgewertet. Wasserkraft und PV liefern zusammen eine stabile, ganzjährige Erzeugung mit hohem Eigenverbrauchspotenzial.

Jahr	Autarkie (MWh)	Autarkiegrad	Eigenverbrauch (MWh)	Eigenverbrauchsquote
2022	978,1 / 1316,8	74,3 %	980,4 / 1126,9	88,9 %
2023	1177,9 / 1378,2	85,2 %	1177,9 / 1427,9	84,2 %
2024	1277,8 / 1396,8	91,3 %	1277,8 / 1522,7	85,4 %

Tabelle 8 - Übersicht Eigenverbrauchsanalyse Standort C

Der Autarkiegrad steigt von 74,3 % (2022) kontinuierlich auf 91,3 % (2024), was die Verbesserung der Anlagenintegration über den Projektzeitraum widerspiegelt. Auffällig ist, dass der Speicher im Jahr 2022 häufig aus dem Netz geladen wurde und nicht aus der lokal erzeugten Energie – ein suboptimales Verhalten, das auf eine fehlende Eigenverbrauchsoptimierung hindeutet, siehe Abbildung 37. In den Jahren 2023 und 2024 zeigen die Batteriedaten keine nennenswerte Aktivität (Lade- und Entlademengen = 0 MWh), was auf eine Betriebsunterbrechung oder ein Messproblem am Speicher hinweist und bei der Interpretation zu berücksichtigen ist.

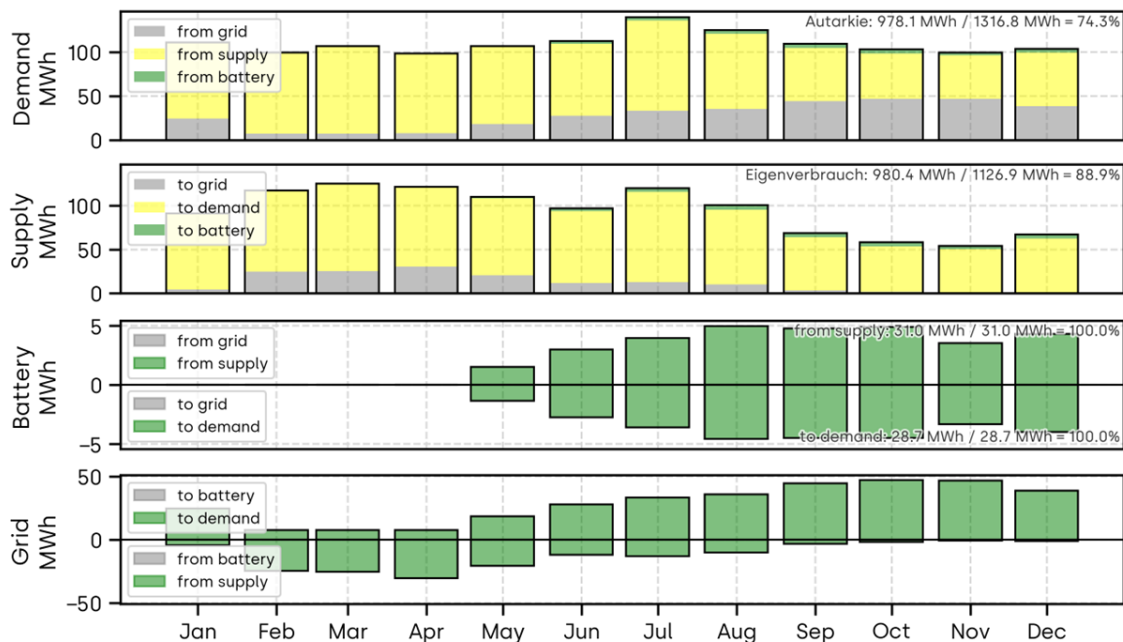


Abbildung 37 - Monatliche Energieflüsse Standort C 2022 (Demand, Supply, Battery Grid)

Fazit Eigenverbrauchsanalyse

Die Eigenverbrauchsanalyse aller drei Standorte ergibt folgende Erkenntnisse:

- Die Batteriespeicher werden an allen Standorten bereits heute überwiegend zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt – ein Fokus auf netzdienliche Nutzung findet nicht statt.
- Am Standort A besteht aufgrund der saisonalen PV-Charakteristik in den Sommermonaten erhebliches Potenzial, Mittagslastspitzen im MS-Netz durch gezielte Speicherladung zu glätten.
- Das Standort B ist mit hohem BHKW-Anteil weitgehend autark und eignet sich besonders für die Analyse von Eigenverbrauchs- vs. netzdienlicher Optimierung.
- Am Standort C wurde die Batterie 2022 teilweise ungünstig aus dem Netz geladen. Durch KI-basierte Steuerung kann die Ladestrategie optimiert werden, um Eigenerzeugung vorrangig zu nutzen.
- Die Berücksichtigung der Energiefluss-Prioritäten in OpenEMS (sup2dem > bat2dem > grid2dem usw.) ist eine Grundvoraussetzung für eine korrekte Umsetzung der Steuerkonzepte.

Netz-Batterie-Simulationen Standort A

Die im vorigen Abschnitt beschriebenen Simulations-Szenarien am Standort A wurden durchgeführt und die Ergebnisse dokumentiert.

Analyse Eigenverbrauch und Autarkiegrad

Analog zu den vorigen Untersuchungen wird der Eigenverbrauch bzw. die Autarkie zeitlich aufgelöst untersucht. Die Ergebnisse für die Augustwoche des Eigenverbrauchsszenario sind in Abbildung 38 dargestellt.

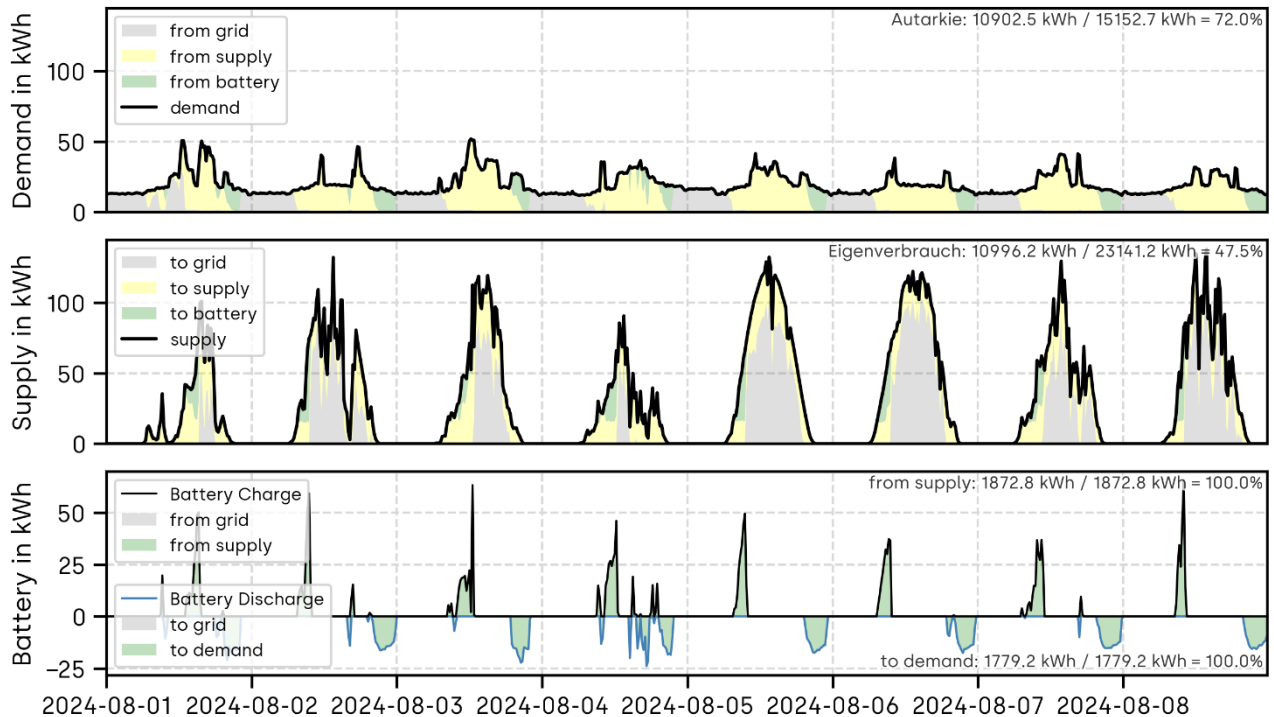


Abbildung 38 - Analyse Anlagen-KPIs Standort A Szenario Eigenverbrauch

Der Standardbetrieb mit Eigenverbrauchsoptimierung weist einen Deckungsgrad von 72% bzw. einen Eigenverbrauch von 47,5% für den Zeitraum auf. Weiterhin wird stark PV-Leistung ins Netz gespeist.

Bei Durchführung des kombinierten Szenarios zeigen sich nur minimale Unterschiede in den Anlagenindikatoren (Deckungsgrad: 72,2%, Eigenverbrauch: 47,2%), siehe Abbildung 39.

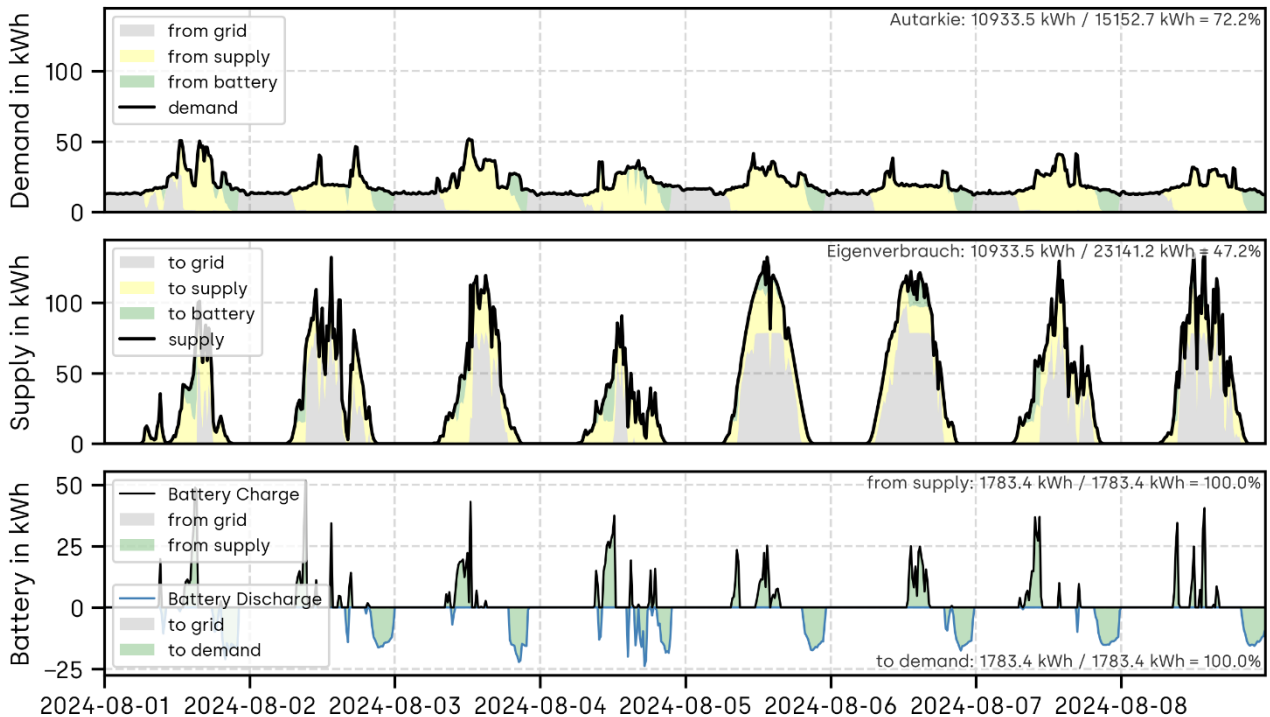


Abbildung 39 - Analyse Anlagen-KPIs Standort A Szenario Eigenverbrauch und Peakshaving

Jedoch ist ein lokales Peakshaving möglich - geringerer Anteil von „to grid“ bei supply. Es zeigt sich jedoch auch, dass die Dimensionierung des Speichers im Verhältnis zur Last und Erzeugung hier nicht ausreichend ist.

Zeitlicher Verlauf der Netzgrößen am Netzanschlusspunkt

Die Effekte auf lokaler Netzebene werden für die beiden Betriebsarten untersucht. Zusätzlich wird als Vergleich als Ausgangssituation das Netz ohne Batteriespeicher hinzugenommen. In Abbildung 40 sind die zeitlichen Verläufe der Netzaustauschleistung in kW und die Spannung in p.u. am Netzanschlusspunkt bzw. die Änderungen bei den Betriebsarten im Vergleich zur Ausgangssituation.

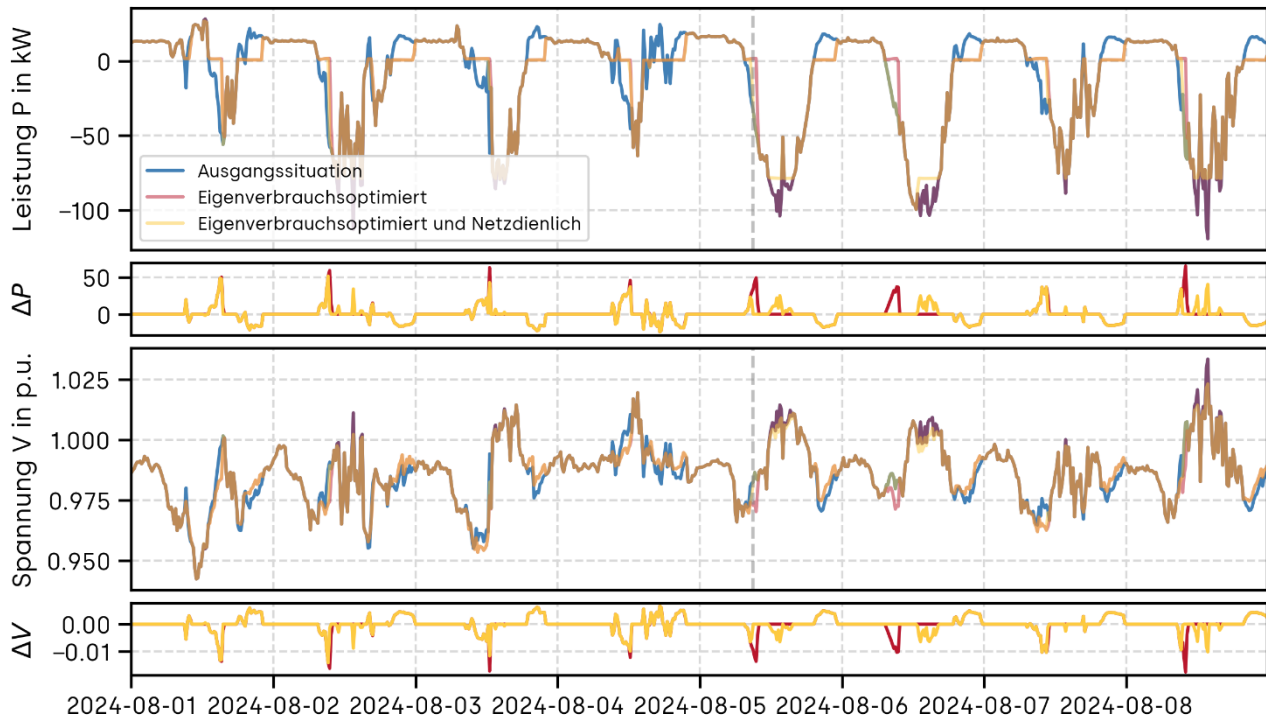


Abbildung 40 - Zeitlicher Verlauf elektrischer Größen am Netzanschlusspunkt

Während im Modus Eigenverbrauch eine Ladung erfolgt, wenn ein Überschuss an PV vorliegt und Speicherkapazität vorhanden ist, wird im Modus mit lokaler Netzdienlichkeit eine Reduktion der Einspeisespitzen ermöglicht. Dies gilt ebenfalls für Bezugsspitzen, wobei diese hier deutlich kleiner sind. Somit wird der Leistungsverlauf am Anschlusspunkt geglättet. Zusätzlich werden auch die Spannungsspitzen durch den netzdienlichen Betrieb zum Nennwert (1 p.u.) hin bewegt.

Sensitivität des Speicherbetriebs auf die Netzgrößen

Um den Effekt auf die lokalen Netzgrößen (Spannung, Leistung) zu verdeutlichen wurden Netzsensitivitäten untersucht. Für einen Zeitschritt sind die Netzsensitivitäten bei Betrieb mit Eigenverbrauchsmaximierung gegenüber dem Fall ohne Speicher in Abbildung 41 dargestellt.

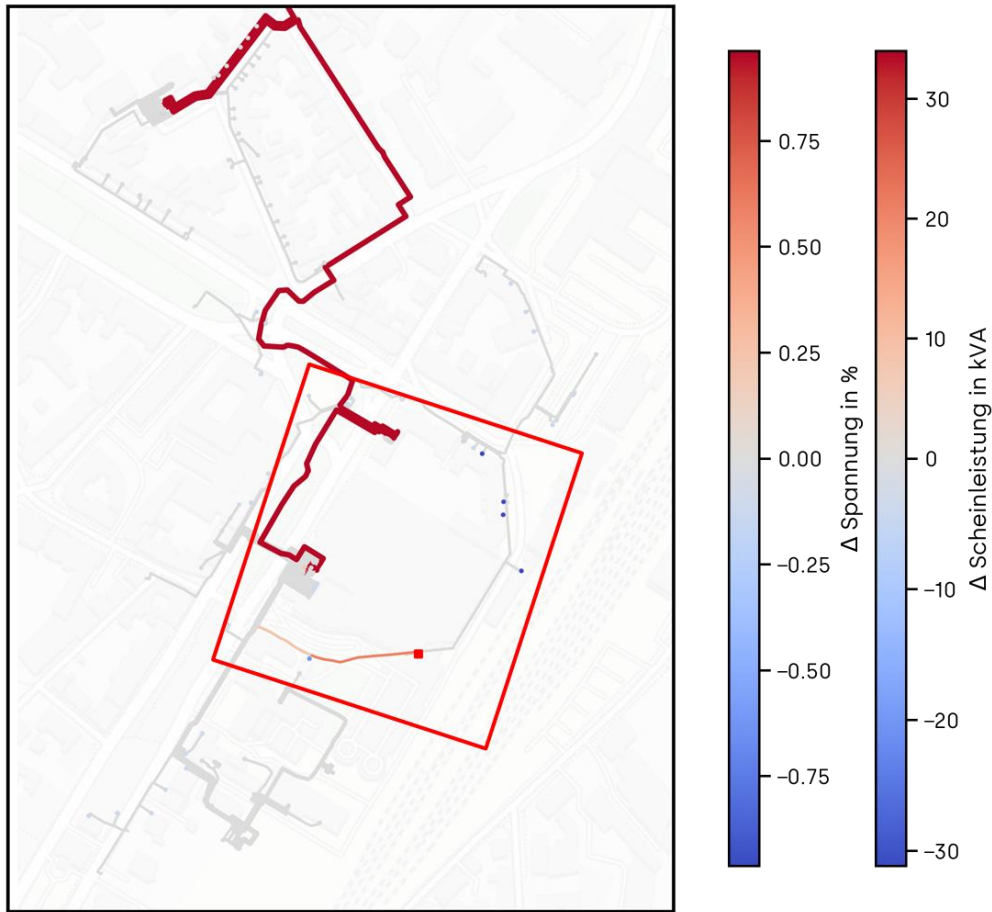


Abbildung 41 - Sensitivität Speicherbetrieb auf Netzgrößen

Es zeigen sich lokale Spannungseffekte nahe des Speicherstandortes. Die Leistungsflussänderungen reichen zusätzlich auch über die Spannungsebenen hinaus. Eine wichtige Erkenntnis ist daher, dass Netzbereiche und Sensitivitäten mit zu berücksichtigen sind (Ort des Speichers und seine Auswirkungen lokal und weiter hinaus im Verteilnetz). Am Speicherstandort steht jedoch ausreichend Netzkapazität zur Verfügung und der Effekt des Speichers ist - gegeben durch die kleine Speicherleistung - so klein, dass keine Einschränkung des Anlagenbetriebs (Einspeisung bzw. Bezug) zu erwarten ist.

Die Simulationen zeigen, dass durch netzdienliches Laden die lokalen Leistungsspitzen reduziert werden können, wobei eine Erhaltung des Eigenverbrauchsgrades möglich ist.

Netz-Batterie-Simulationen Niederspannungsnetz NS1

Szenario 1: Netz mit Engpass, ohne Batteriespeicher

Im ersten Szenario wurde das Netz ohne Batteriespeicher bei gleichzeitig hoher PV-Einspeisung simuliert, **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..** Die Analyse zeigt, dass die asymmetrische Belastung des Netzes durch die PV-Anlagen zu einer Spannungsbandverletzung führt: Phase A überschreitet den zulässigen Grenzwert von 1,1 p.u. am KVS (Kabelverteilschrank) am Ende des Netzstrangs, untere Teilabbildung.

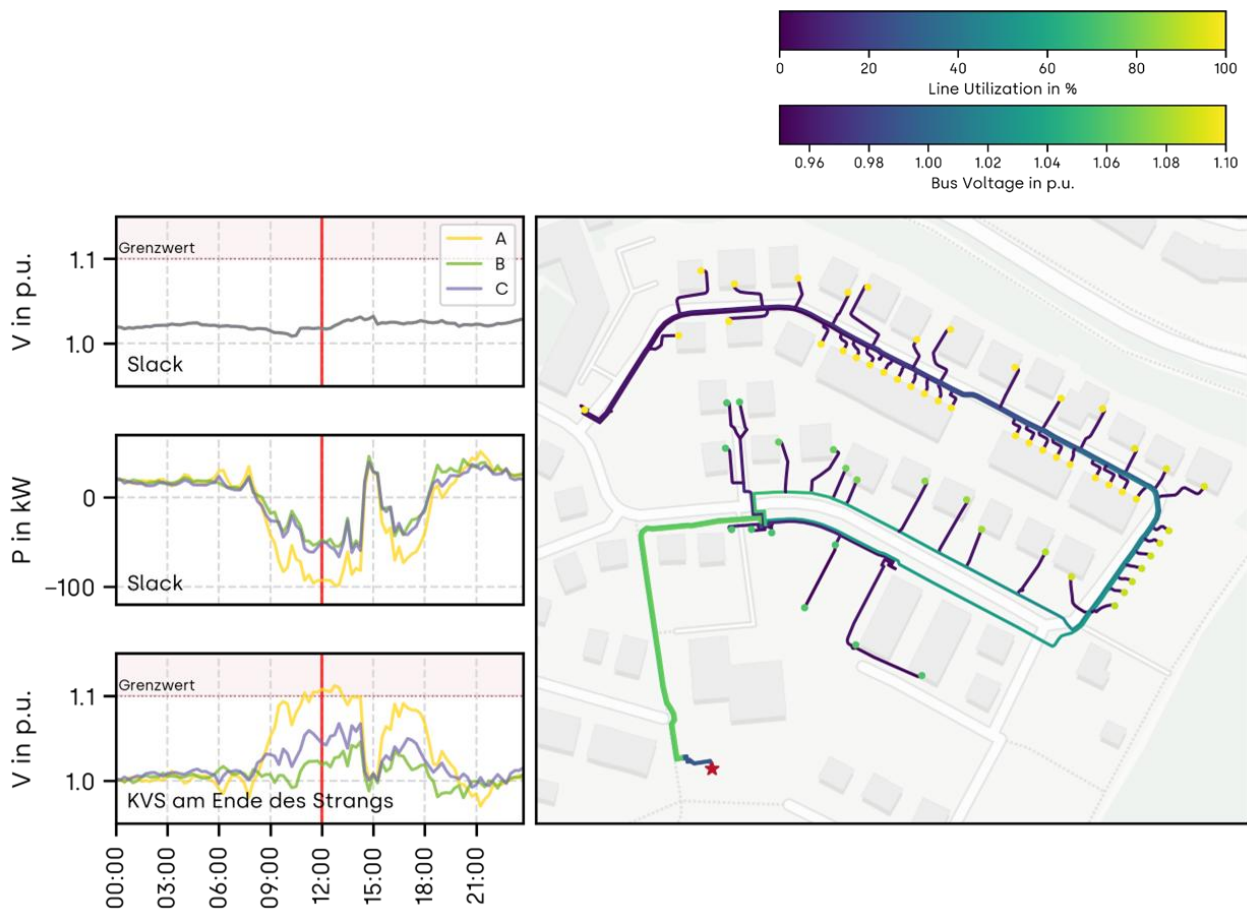


Abbildung 42 - Szenario 1 - Netz mit Engpass ohne Speicher. Spannungsverläufe Phase A/B/C an Slack und KVS am Ende des Strangs (Tagesverlauf 00:00-21:00), Netzkarte mit Leitungs-auslastung und Knoten-Spannung - Zeitpunkt 12:00

Ursache ist die ungleichmäßige Phasenverteilung der PV-Anlagen, die zur Mittagszeit zu einer einseitigen Spannungserhöhung führt, gelb dargestellter Spannungsverlauf. In der Ortsnetzstation (Messung der Spannung am Slack-Knoten) ist der Spannungsverlauf sehr symmetrisch und weit außerhalb des oberen Grenzwertes 1,1 p.u. Ohne Gegenmaßnahmen kann das Netz den Engpass nicht selbst ausgleichen.

Szenario 2: Netz mit Engpass, Batteriespeicher im Standard-Laden

Im zweiten Szenario wurde simulativ ein Heimspeicher von 7 kW / 7 kWh je Haushalt mit PV-Anlage hinzugefügt. Die Speicher werden dabei im konventionellen Standardbetrieb (Eigenverbrauchsmaximierung) betrieben, d. h. sie laden so schnell wie möglich, sobald PV-Überschuss anfällt.

Dieses Verhalten reduziert zwar die Dauer der Spannungsbandverletzung, da die Speicher in den frühen Morgenstunden einen Teil der PV-Spitze aufnehmen - siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

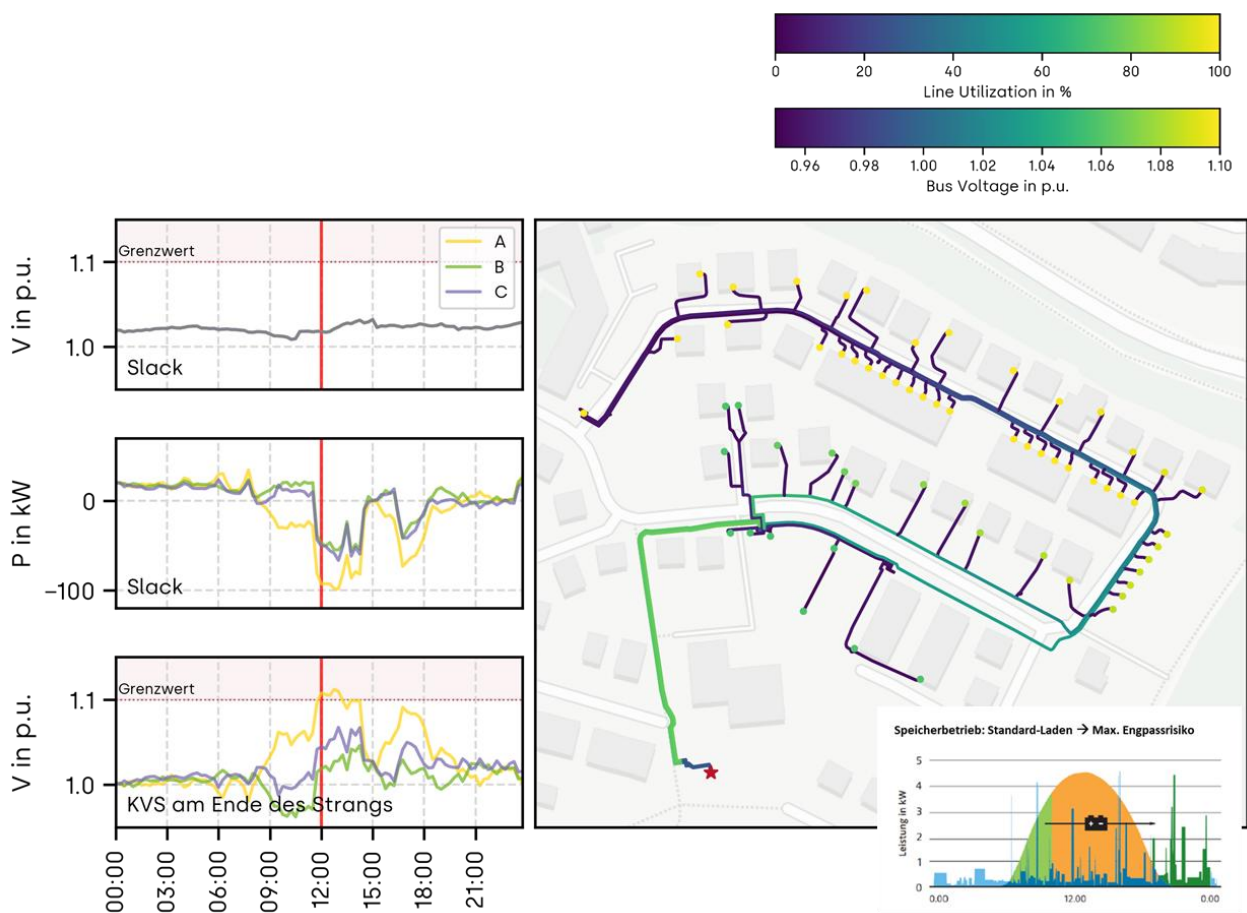


Abbildung 43 - Szenario 2 - Netz mit Engpass, Standard-Laden. Spannungsverläufe und Netzkarte analog Szenario 1; Einschub: Leistungsprofil Speicherbetrieb Standard-Laden (maximales Engpassrisiko, PV-Mittagsspitze ungedämpft) - Zeitpunkt 12:00

Jedoch sind die Speicher zur kritischen Mittagszeit bereits vollgeladen und können den dann einsetzenden PV-Überschuss nicht mehr puffern. Das Ergebnis: Das maximale Engpassrisiko bleibt weiter bestehen - hier die Spannungsbandverletzung in Phase A zum Ende des Stranges hin.

Szenario 3: Netz mit Engpass, Batteriespeicher im netzschonenden Laden

Im dritten Szenario wurden die Speicher mit einer netzorientierten Peakshaving-Strategie betrieben: Die Speicher laden gezielt dann, wenn die PV-Einspeisung die Netzgrenzen zu überschreiten droht, und glätten so die Leistungsspitze im Netzstrang.

Das Ergebnis ist eindeutig: Das netzschonende Laden per Peakshaving behebt das Spannungsproblem vollständig - siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

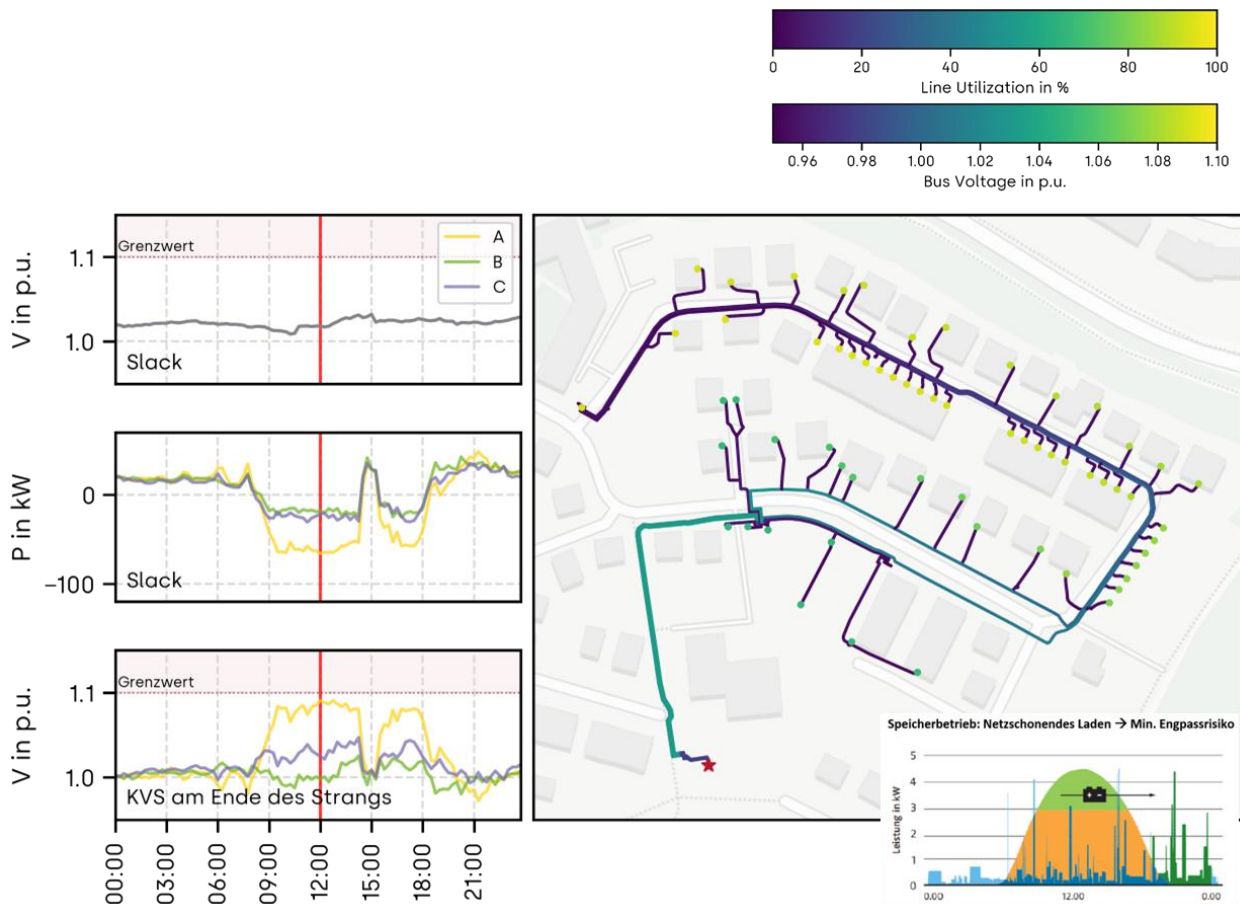


Abbildung 44 - Szenario 3 - Netz mit behobenen Engpass durch netzschonendes Laden. Zeitpunkt 12:00

Phase A hält das Spannungsband zu jeder Tageszeit ein; die Spannungsverläufe aller drei Phasen am KVS am Strangende liegen innerhalb der zulässigen Grenzen.

Vergleich der drei Szenarien NS-Netzsimulation mit Echtdaten aus dem Netz

Die Tabelle 9 zeigt die drei analysierten Szenarien im NS-Netzstrang mit den Kategorien zur Spannungshaltung (hier hervorgehoben die Phase A), der Kategorisierung des Netzengpasses, das Speicherverhalten und das Engpassrisiko.

Kriterium	Szenario 1: Ohne Speicher	Szenario 2: Standard-Laden	Szenario 3: Netzschonend-Laden
Spannungshaltung Phase A	Bandverletzung (> 1,1 p.u.)	Teilweise Bandverletzung	Vollständige Einhaltung
Netzengpass	Vorhanden (kritisch)	Reduziert, aber nicht behoben	Vollständig behoben
Speicherverhalten	Kein Speicher	Schnell voll, dann passiv	Gezieltes Peak-Shaving
Engpassrisiko	Maximal	Hoch (Standard-Laden = Max. Engpassrisiko)	Minimal (Netzschonendes Laden = Min. Engpassrisiko)

Tabelle 9 - Vergleich Szenarien Simulation mit Echtdaten NS-Netz

Der Szenarienvergleich zeigt klar: Während konventionelles Standard-Laden das Engpassproblem nur verlagert und teilweise verstärkt (volle Batterie zur kritischen Zeit = maximales Engpassrisiko), behebt netzschonendes Laden das Problem vollständig. Dieses Ergebnis unterstreicht die zentrale Projektthese: Eine KI-gestützte, prognosebasierte Batteriesteuerung kann netzdienlichen Mehrwert erzeugen, den konventionelle Eigenverbrauchsoptimierung nicht leistet.

Zusammenfassung AP 4 - Feldtest

Das Arbeitspaket 4 hat trotz der notwendigen methodischen Anpassung - vom direkten Feldtest zur simulationsbasierten Analyse mit realem Datenfundament - wesentliche Erkenntnisse für das Gesamtprojekt geliefert:

- Die drei Feldteststationen der Stadtwerke Trier wurden vollständig in das Datensystem integriert und ihre Energiebilanzen, Messstrukturen und historischen Betriebsdaten systematisch aufbereitet.
- Die Eigenverbrauchsanalyse (2020-2025) belegt, dass alle drei Speicher bisher ausschließlich zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden - ein signifikantes Potenzial für Glättung der Residualleistung ohne Einschränkung des Eigenverbrauchs bleibt ungenutzt.
- Die OpenEMS-Integration wurde konzipiert und der Fahrplan-basierte Steuermechanismus (JSON-Format) für den Feldversuch definiert. Der Wegfall des Standorts B reduzierte die Teststationen auf zwei Standorte.
- Der Digital-Twin-Ansatz auf Basis realer Netz- und Messdaten lieferte den wissenschaftlichen Nachweis der Wirksamkeit: Netzschonendes Laden per Peak-Shaving behebt Spannungsbandverletzungen vollständig, während Standard-Laden das Engpassproblem nicht löst.
- Netzkontext zählt: Speicherdimensionierung, Position im Netz und die lokale Netzsituation sind entscheidend (Netzsensitivität und vorhandene Netzkapazitäten beachten)
- Reale Validierung: Simulation mit echten Daten lieferten wesentliche Erkenntnisse für das Projekt
- Die Ergebnisse validieren die KI-Battery-Projektthese und bilden die Grundlage für die Weiterentwicklung des Algorithmus sowie zukünftige Pilotprojekte unter realen Bedingungen.

AP 5 Untersuchung Markt und Regulatorik

Im Rahmen des Arbeitspakets 5.1 wurde eine umfassende Analyse der regulatorischen, rechtlichen und betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland durchgeführt. Ziel war es, die relevanten gesetzlichen Grundlagen und Verordnungen zu identifizieren, die den Einsatz von Batteriespeichern im Energiesystem beeinflussen, und die entwickelten Konzepte des KI-Battery-Projekts in diesen regulatorischen Kontext einzuordnen.

AP 5.1: Untersuchung der regulatorischen, rechtlichen und betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen in DE

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das Energiewirtschaftsgesetz bildet den zentralen rechtlichen Rahmen für die Energieversorgung in Deutschland. Es regelt die leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas und umfasst verschiedene Regelungsbereiche, die für den Einsatz von Batteriespeichern relevant sind.

Struktur und Inhalte des EnWG

Das EnWG gliedert sich in folgende Hauptabschnitte:

- §§ 1-5b: Allgemeine Vorschriften – grundlegende Ziele und Definitionen
- §§ 6-10e: Entflechtung – Regelungen zur organisatorischen Trennung von Netzbetrieb und Energieversorgung
- §§ 11-35h: Regulierung des Netzbetriebes – zentrale Vorschriften für Verteilnetzbetreiber (VNB)
- §§ 36-42a: Energielieferung an Letztverbraucher – Regelungen für Energieversorgungsunternehmen (EVU) und Lieferanten
- §§ 43-48: Planfeststellung und Wegenutzung
- §§ 49-53a: Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung
- §§ 54-64a: Behörden – Zuständigkeiten und Aufgaben der Bundesnetzagentur
- §§ 65-108: Verfahren und Rechtsschutz
- §§ 109-111f: Sonstige Vorschriften
- §§ 112-121: Evaluierung und Schlussvorschriften

§14a EnWG – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Der §14a EnWG regelt die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ins Stromnetz und ist für das KI-Battery-Projekt von besonderer Relevanz, da Batteriespeicher unter diese Regelung fallen können.

Netzorienteerte Steuerung von Stromspeichern

Wird ein Stromspeicher im konkreten Gefährdungsfall netzorientiert gesteuert, ist er nicht gezwungen, den Strom aus seinem Speicher in das öffentliche Netz einzuspeisen, da die Regelungen der Festlegung zu §14a EnWG nur den Leistungsbezug und nicht die Einspeisung betreffen.

Grundsätzlich gilt: Betreiber können sich zwischen Direktansteuerung und Steuerung mittels Energie-Management-System (EMS) entscheiden.

- *Direktansteuerung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung*
Der Steuerbefehl wird unmittelbar an die Verbrauchseinrichtung gegeben. Diese senkt den Verbrauch in dem vorgegebenen Maß.
- *Ansteuerung über ein Energie-Management-System (EMS)*
Ein Energie-Management-System ist insbesondere dann sinnvoll, wenn es mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtungen hinter dem Netzanschluss gibt. In diesem Fall wird durch den Netzbetreiber eine einheitliche Leistungsobergrenze für die Summe aller an das EMS angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen übermittelt, die für die Summe aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gilt. Das Energie-Management-System hat in geeigneter Weise sicherzustellen, dass die vorgegebene Obergrenze am Netzanschlusspunkt durch die Summe der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nicht überschritten wird. Die Entscheidung für die Ansteuerung über ein Energie-Management-System bietet sich auch dann an, wenn beispielsweise ein Stromspeicher und zugleich eine PV-Anlage betrieben wird. Die Entscheidung für ein Energie-Management-System ermöglicht es, den selbst produzierten Strom auf die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Haushaltsgeräte zu verteilen und für diese zu nutzen.

Redispatch 3.0 als möglicher Treiber

Redispatch bezeichnet die Anpassung der Stromerzeugung und -verbrauchsleistungen zur Vermeidung von Netzengpässen. Die Weiterentwicklung zum Redispatch 3.0 könnte ein wichtiger Treiber für die Implementierung netzdienlicher Batteriesteuerungssysteme werden. Ziel ist ein dezentraler und KI-basierter Ansatz, bei dem dann auch private Kleinanlagen in die Prognose und Netzoptimierungsprozesse integriert werden sollen. Relevante Daten bilden die Grundlage für KI-Algorithmen und Integration der in Entstehung befindlichen SMGW-Infrastruktur (Smart Meter Gateway). Künftig müssen im Rahmen von Redispatch 3.0 neben klassischen Netzleitsystemen (NLS) eine Cloud-basierte und BSI-regelkonforme IoT-Alternative für eine direkte Kommunikation mit dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten mit weniger als 100 kW Nennleistung aufgebaut werden.

§41d EnWG – Erbringung von Dienstleistungen außerhalb bestehender Liefer- oder Bezugsverträge

Der §41d EnWG regelt die Möglichkeit für Betreiber von Erzeugungsanlagen und Letztverbraucher, Dienstleistungen hinsichtlich von Mehr- oder Mindererzeugung sowie von Mehr- oder Minderverbrauch elektrischer Arbeit unabhängig von einem bestehenden Liefer- oder Bezugsvertrag gegenüber Dritten und über einen anderen Bilanzkreis zu erbringen.

Kerninhalte des §41d EnWG

Großhändler und Lieferanten von Elektrizität sowie betroffene Bilanzkreisverantwortliche haben es Betreibern einer Erzeugungsanlage und Letztverbrauchern, sofern deren Stromeinspeisung und Stromentnahme jeweils durch eine Zählerstandsgangmessung im Sinne des §2 Satz 2 Nummer 27 des Messstellenbetriebsgesetzes oder durch eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung gemessen wird, auf Verlangen gegen angemessenes Entgelt zu ermöglichen, Dienstleistungen zu erbringen.

Ein Entgelt ist angemessen, wenn es den Großhändler und Lieferanten von Elektrizität und den Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die Einspeise- oder Entnahmestelle des Betreibers einer Erzeugungsanlage oder des Letztverbrauchers zugeordnet ist, wirtschaftlich so

stellt, wie sie ohne die Erbringung der Dienstleistungen durch Betreiber einer Erzeugungsanlage oder den Letztverbraucher stünden.

Bedeutung für das Projekt

Grundsätzlich ermöglicht §41d EnWG die Erbringung von Dienstleistungen auch außerhalb eines bestehenden Liefer- oder Bezugsvertrags. Die Bundesnetzagentur ist berechtigt, diese Regelung zu konkretisieren. Diese hat bislang jedoch nicht stattgefunden.

Netzentgelte

Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) enthält Regelungen über Zugangsentgelte zum Elektrizitätsversorgungssystem. Die Entgelte für die Durchleitung müssen transparent und angemessen kalkuliert werden.

Anreizregulierung

Mit Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung zum 6. November 2007 erfolgte hinsichtlich der Entgeltbildung für die Nutzung der Strom- und Gasnetze ein grundlegender Paradigmenwechsel. Die bislang durchgeführte kostenbasierte Entgeltbildung wurde durch das System der Anreizregulierung abgelöst. Auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht besteht in der Regel kein Anreiz, eine parallele Leitungsstruktur als Konkurrenz zu einem etablierten Anbieter zu errichten. Damit die Netzbetreiber jedoch keine Monopolgewinne erzielen und die Netze trotzdem so kostensparend wie möglich betrieben werden, werden die Strom- und Gasnetzbetreiber reguliert.

Effizienzvergleich

Ein elementares Werkzeug der Anreizregulierung ist der Effizienzvergleich. Um einschätzen zu können, wie wirtschaftlich die einzelnen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber gehandelt haben, gibt es diverse Vergleichsparameter. Die Parameter basieren auf wissenschaftlichen Methoden und berücksichtigen die derzeit aufgrund der Energiewende erforderlichen Umstrukturierungen der Netzbetreiber. Die Ergebnisse des Effizienzvergleichs sind wiederum die Grundlage für die individuellen Erlösobergrenzen der Betreiber.

Zeitvariable Netzentgelte

Die Bundesnetzagentur hat festgelegt, dass ab April 2025 zeitvariable Netzentgelte im Sinne von Modul 3 angeboten werden müssen, siehe Abbildung 45. Die verpflichtenden Elemente werden durch ein Anreizsystem ergänzt. Die Bundesnetzagentur hat erstmals Rahmenbedingungen für ein Anreizsystem zeitvariables Netzentgelt festgelegt. Es belohnt Verbraucherinnen und Verbraucher, ohne dabei gleichzeitig Kundinnen bzw. Kunden ohne verschiebbare Verbräuche zu benachteiligen.

Netzentgeltkalkulation

Verteilung von Mehrkosten

Die Bundesnetzagentur hat am 28. August 2024 eine Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien getroffen (BK8-24-001-A). Hiernach werden Regionen, die besondere Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) tragen, ab 2025 entlastet. Die Kosten, die durch die Entlastung einzelner Regionen entstehen, können bundesweit verteilt werden.

Transparenz

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht umfangreiche Daten insbesondere bezüglich der Kosten von Strom- und Gasnetzbetreibern. Damit macht sie wichtige Bestandteile der Regulierung der Netzbetreiber für die Marktbeteiligten und die Öffentlichkeit transparent. Die Veröffentlichung erfolgt auf Basis der Transparenzregelung des §23b EnWG.

Ab dem Jahr 2023 veröffentlichen die Landesregulierungsbehörden und die Bundesnetzagentur die Daten nach §23b EnWG zentral auf einer gemeinsamen Webseite: www.netzentgelttransparenz.de

Netzentgelte im Rahmen von §14a EnWG

Im Rahmen des §14a EnWG werden verschiedene Module für reduzierte Netzentgelte angeboten, die Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen sollen.

Modul 1	Modul 2	Modul 3
Pauschale Reduzierung	Prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises	Dynamisches Netzentgelt
Die jährliche Reduzierung beträgt zwischen 110 € und 190 € (brutto), zuzüglich einer netzbetreiberindividuellen Stabilitätsprämie.* *Durch die nach dieser Tenorziffer gewährte Reduzierung darf das an einer Marktklokation zu zahlende Netzentgelt 0,00 Euro nicht unterschreiten. Die Entstehung eines negativen Netzentgeltes durch die pauschale Reduzierung ist ausgeschlossen.	Der reduzierte Arbeitspreis entspricht 60% des Arbeitspreises für die Entnahme ohne Leistungsmessung des Netzbetreibers in der Niederspannung.	Gilt bei Bestand nur wenn vor dem 01.04.2025 Modul 1 aktiv war. Alle Netzbetreiber haben erstmals für das Jahr 2025 ein zeitvariables Netzentgelt auf dem Preisblatt auszuweisen.* *Wenn der Netzbetreiber nicht sehen kann, welchen Effekt er durch die preislichen Anreize erzielt hat, kann er auch die Steuerungsmaßnahmen nicht anpassen. Dazu kommt, dass der Umsetzungsaufwand die Marktakteure vor größere Herausforderungen stellt. Diesem wird hier mehr Zeit eingeräumt.

Abbildung 45 - Module und Steuerungsmöglichkeiten Quelle: Bundesnetzagentur

Gemäß der Festlegung muss der Netzbetreiber ab April 2025 Verbraucherinnen und Verbrauchern ein zeitvariables Netzentgelt im Sinne von Modul 3 anbieten. Das Modul 3 kann nur in Kombination mit Modul 1 gewählt werden. Vorgesehen sind mehrere Zeitfenster mit drei Preisstufen der örtlich geltenden Netzentgelte (HT / NT / ST, Hoch Niedrig, Standard). Die Zeitfenster und Preisstufen werden kalenderjährlich festgelegt, gelten für das gesamte Netzgebiet und müssen in mindestens zwei Quartalen eines Jahres abgerechnet werden.

Modul 1: Pauschale Reduzierung

Die jährliche Reduzierung beträgt zwischen 110 € und 190 € (brutto), zuzüglich einer netzbetreiberindividuellen Stabilitätsprämie. Durch die pauschale Reduzierung darf das an einer Marktklokation zu zahlende Netzentgelt 0,00 Euro nicht unterschreiten. Die Entstehung eines negativen Netzentgeltes durch die pauschale Reduzierung ist ausgeschlossen.

Modul 2: Prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises

Der reduzierte Arbeitspreis entspricht 60% des Arbeitspreises für die Entnahme ohne Leistungsmessung des Netzbetreibers in der Niederspannung. Gilt bei Bestand nur wenn vor dem 01.04.2025 Modul 1 aktiv war.

Modul 3: Dynamisches Netzentgelt

Alle Netzbetreiber haben erstmals für das Jahr 2025 ein zeitvariables Netzentgelt auf dem Preisblatt auszuweisen. Gilt bei Bestand nur wenn vor dem 01.04.2025 Modul 1 aktiv war.

Hintergrund: Wenn der Netzbetreiber nicht sehen kann, welchen Effekt er durch die preislichen Anreize erzielt hat, kann er auch die Steuerungsmaßnahmen nicht anpassen. Dazu kommt, dass der Umsetzungsaufwand die Marktakteure vor größere Herausforderungen stellt. Diesem wird hier mehr Zeit eingeräumt.

Festlegungsverfahren AgNes – Sachstandsbericht vom 17. Februar 2026

Hintergrund: Die BNetzA hat im Mai 2025 das Verfahren **AgNes** (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom) eröffnet. Das Papier skizziert den Sachstand zur **Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten** als Grundlage für Expertenworkshops. Fokus: volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab Niederspannung mit Leistungsmessung (Speicher und Prosumer werden separat behandelt).

Dynamische Netzentgelte (Anreizfunktion) Bevorzugtes Instrument, möglichst ab **2029**, mit **niedriger Anfangshöhe**. Bemessungsgrundlage: hälftige Engpassmanagementkosten (~0,10 €/kWh im Rechenbeispiel). EU-Rahmen begrenzt Einspeiseentgelte auf der ÜNB-Ebene auf 0,5 €/MWh, erweiterbar um Systemdienstleistungskosten. Die Ausgestaltung ist **vorzeichenge-recht**: Einspeiser entrichten oder erhalten ein Entgelt je nach Netzbelastungsrichtung. Primärziel ist Verhaltensänderung, nicht Finanzierung.

Zusammenfassung und Einordnung der Projektergebnisse

Die Analyse des regulatorischen Rahmens zeigt, dass die rechtlichen Grundlagen für den netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichern in Deutschland grundsätzlich vorhanden sind, sich aber noch in der Entwicklung befinden.

Relevante Regelungsbereiche

Für das KI-Battery-Projekt sind insbesondere folgende Regelungsbereiche relevant:

- §14a EnWG: Schafft die Grundlage für die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und Speichern durch Netzbetreiber und ermöglicht reduzierte Netzentgelte als Anreiz für netzdienliches Verhalten
- §41d EnWG: Ermöglicht grundsätzlich die Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen außerhalb bestehender Lieferverträge, bedarf aber noch der Konkretisierung durch die Bundesnetzagentur
- StromNEV: Regelt die Netzentgeltgestaltung und schafft durch die Anreizregulierung Anreize für effizienten Netzbetrieb
- Redispatch 3.0: Stellt eine zukünftige Entwicklung dar, die die Integration kleiner dezentraler Anlagen in Netzführungsprozesse ermöglichen soll

Einordnung der Projektergebnisse

Das im KI-Battery-Projekt entwickelte Konzept der dynamischen Netzentgelte als Anreizsignal für netzdienliche Batteriesteuerung fügt sich gut in den bestehenden regulatorischen Rahmen ein:

- Modul 3 des §14a EnWG sieht explizit zeitvariable Netzentgelte vor, die ab 2025 von allen Netzbetreibern angeboten werden müssen

- Die Steuerung über ein Energie-Management-System (EMS), wie im Projekt durch Open EMS umgesetzt, ist als Steuerungsoption im §14a EnWG vorgesehen
- Der prognosebasierte Ansatz des Projekts entspricht der Logik von Redispatch 3.0 und könnte als Vorbild für dessen Umsetzung dienen

Herausforderungen und offene Fragen

Trotz der grundsätzlich günstigen regulatorischen Rahmenbedingungen bestehen noch einige Herausforderungen:

- Die konkrete Ausgestaltung zeitvariabler Netzentgelte ist noch nicht vollständig definiert und wird sich in den kommenden Jahren entwickeln
- §41d EnWG wurde bisher nicht durch die Bundesnetzagentur konkretisiert, sodass Details zur Flexibilitätsvermarktung noch unklar sind
- Die technische Infrastruktur (Smart Meter Gateway) befindet sich noch im Aufbau und ist noch nicht flächendeckend verfügbar
- Redispatch 3.0 ist bisher nur als Vision formuliert; konkrete Umsetzungsschritte und Zeitpläne fehlen noch

Handlungsempfehlungen

Auf Basis der regulatorischen Analyse lassen sich folgende Handlungsempfehlungen ableiten:

- Enge Beobachtung der regulatorischen Entwicklungen, insbesondere bezüglich der Konkretisierung des §41d EnWG und der Ausgestaltung von Redispatch 3.0
- Aktive Beteiligung an Konsultationsverfahren der Bundesnetzagentur zur Mitgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen
- Weiterentwicklung des Projektansatzes unter Berücksichtigung der zeitvariablen Netzentgelte nach §14a EnWG Modul 3
- Aufbau von Kooperationen mit Netzbetreibern zur Pilotierung des entwickelten Konzepts unter realen Bedingungen
- Vorbereitung auf die flächendeckende Verfügbarkeit von Smart Meter Gateways und Integration dieser Infrastruktur in das Steuerungskonzept

Insgesamt zeigt die Analyse, dass das regulatorische Umfeld zunehmend günstige Bedingungen für netzdienliche Batteriesteuerungssysteme schafft. Die im KI-Battery-Projekt entwickelten Konzepte sind gut mit den bestehenden und sich entwickelnden Regelungen kompatibel und können einen wichtigen Beitrag zur praktischen Umsetzung der regulatorischen Vorgaben leisten.

AP 5.2: Untersuchung der regulatorischen, rechtlichen und betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen im EU-Ausland

Kompakte Fassung der EU-Regulatorik-Recherche, fokussiert auf das C&I-Segment (30 kWh - 1 MWh) (commercial and industrial storage)

Ziel: Analyse des europäischen Rechtsrahmens für Batteriespeicher mit Fokus auf das projekt-relevante Segment gewerblicher und kommunaler Speicher (30 kWh - 1 MWh).

Durchgeführte Arbeiten: - Analyse der EU-Regulierung (Electricity Market Design Reform 2024, EU Batteries Regulation) - Ländervergleich für sieben Märkte: Niederlande, Österreich, Dänemark, Spanien, Italien, Belgien und UK - Spezifische Untersuchung der Rahmenbedingungen für Behind-the-Meter-Speicher im C&I-Segment - Bewertung der Übertragbarkeit des KI-Battery-Ansatzes

Ergebnisse
EU-Regulierungsrahmen

Die **Electricity Market Design Reform (EMDR)** wurde im Juni 2024 verabschiedet und stärkt die Rolle von Energiespeichern: - Mitgliedsstaaten müssen Flexibilitätsbedarfsanalysen durchführen und Speicherziele in nationalen Klimaplänen definieren - Einführung von **15-Minuten-Abrechnungsperioden** (statt stündlich) erhöht die Profitabilität von Speicherflexibilität um ca. 15% - Neue rechtliche Instrumente für Speicherförderung bis 2027 vorgesehen

Die **EU Batteries Regulation (2023/1542)** führt ab Februar 2027 einen digitalen "Battery Passport" für Industriebatterien >2 kWh ein - dies betrifft auch das C&I-Segment.

Relevanz für KI-Battery: Grid-Forming-Anforderungen gelten nur für Anlagen >1 MW - das projektrelevante C&I-Segment ist davon nicht betroffen und profitiert von vereinfachten Genehmigungsverfahren.

Netzentgelte im Ländervergleich

Ein zentrales Hemmnis für Batteriespeicher ist die **Doppelbelastung durch Netzentgelte** - Speicher werden oft sowohl beim Laden (als Verbraucher) als auch beim Entladen (als Erzeuger) belastet. Die Behandlung variiert erheblich, siehe Tabelle 10:

Land	Netzentgelt-Status	Besonderheit
DE	Befreiung bis Aug. 2029	Beste Rahmenbedingungen
UK	Befreiung	Keine Doppelbelastung
NL	Keine Befreiung	Hohe Netzentgelte, aber GOPACS für Flex-Erlöse
BE	Capacity Tariff	Spitzenlast-basiert → Peak-Shaving attraktiv
IT	Regional unterschiedlich	50% Tax Credit als Ausgleich

Tabelle 10 - Behandlung der Netzentgelte im Ländervergleich

Das geplante **EU Grid Package** (Ende 2025) soll die Doppelbesteuerung EU-weit eliminieren, eine vollständige Harmonisierung wird jedoch erst 2028-2029 erwartet.

Erlösmodelle für C&I-Speicher

Für Behind-the-Meter-Speicher im gewerblichen Bereich sind folgende Erlösquellen relevant, Tabelle 11:

Erlösquelle	Relevanz	Anmerkung
Eigenverbrauchsoptimierung	Hoch	Universell anwendbar
Peak Shaving	Hoch	Besonders in BE, NL (leistungsbasierte Tarife)
Time-of-Use Arbitrage	Mittel	Abhängig von Tarifstruktur
Congestion Management	Mittel	NL (GOPACS) als Vorreiter
Regelenergie	Gering	Nur über Aggregatoren/Pooling

Tabelle 11 - Erlösmodelle nach verschiedenen Erlösquellen

Peak Shaving ist besonders relevant, da in vielen EU-Ländern Netzentgelte auf der Spitzenlast (15- oder 30-Minuten-Peak) basieren. In Belgien macht der seit 2023 eingeführte "Capacity Tariff" diese Strategie besonders attraktiv.

Attraktive Zielmärkte

Basierend auf der Analyse wurden folgende Märkte als besonders geeignet für die Übertragung des KI-Battery-Ansatzes identifiziert:

Hohes Potenzial: 1. **Niederlande** - GOPACS-Plattform ermöglicht Erlöse aus lokalem Congestion Management (Ø €500/MWh in Engpasssituationen), Net-Metering endet 2027 → Eigenverbrauchsoptimierung wird wichtiger 2. **Italien** - 50% Tax Credit für Speicher bis 2026, vereinfachte Genehmigung für Anlagen <10 MW 3. **Belgien** - Capacity Tariff macht Peak-Shaving zum primären Business Case

Mittleres Potenzial: - **Österreich** - Neues Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) mit ähnlicher Struktur wie DE - **UK** - Größter europäischer Markt, aber Netzanschluss-Engpässe

Übertragbarkeit des KI-Battery-Ansatzes

Komponente	Übertragbarkeit	Anpassungsbedarf
KI-Lastprognose	Hoch	Lokale Datenquellen
Eigenverbrauchsoptimierung	Hoch	Tarifstrukturen
Peak Shaving	Hoch	Netzentgeltstruktur
Netzdienliche Steuerung	Mittel	Flex-Markt-Integration

Tabelle 12- Übertragbarkeit des KI-Bat-Ansatzes

Fazit: Der im Projekt entwickelte Algorithmus ist grundsätzlich auf andere EU-Märkte übertragbar, siehe Tabelle 12. Die Kernfunktionen Eigenverbrauchsoptimierung und Peak Shaving sind universell anwendbar. Die netzdienliche Steuerung erfordert eine Integration mit lokalen Flexibilitätsmärkten - hier bietet die niederländische GOPACS-Plattform ein Modell, das auch in anderen Ländern adaptiert werden könnte.

AP 5.3: Marktbeobachtung

Im Rahmen des Arbeitspakets 5.3 wurde eine kontinuierliche Beobachtung der Marktentwicklung für Batteriespeicher während des Projektverlaufes durchgeführt. Ziel war es, aktuelle Trends, regulatorische Entwicklungen und technologische Innovationen im Bereich der Batteriespeichersysteme zu identifizieren und zu dokumentieren. Die Marktbeobachtung umfasste die Analyse von Studien, Marktzahlen, neuen Geschäftsmodellen sowie regulatorischen Rahmenbedingungen.

Studien und Prognosen zur Marktentwicklung

Verschiedene aktuelle Studien zeigen ein erhebliches Wachstumspotenzial für Batteriespeicher in Deutschland und Europa:

Aurora Energy Research – Kapazitätsprognose

Die Aurora Energy Research prognostiziert einen massiven Ausbau der Batteriespeicherkapazität in Deutschland. Die Studie geht davon aus, dass die Kapazität bis 2030 auf über 50 GW ansteigen wird, was Investitionen in Höhe von etwa 80 Milliarden Euro (82,80 Milliarden US-Dollar) entspricht. Dies unterstreicht die wachsende Bedeutung von Batteriespeichern für die Energiewende und Netzstabilität.

Großspeicher-Ausbau in Deutschland

Zu den bisher installierten 1,8 GWh Kapazität in Großspeichern (größer 1 MW Anschlussleistung) kommen nach den Ergebnissen der jüngsten Marktrecherche bis 2026 rund sieben GWh an neuer Speicherkapazität hinzu. Eine Studie von Frontier Economics prognostiziert einen noch stärkeren Ausbau: Ein starker Ausbau von Stromspeichern und Gaskraftwerken mit einer Leistung von bis zu neun GW könnte bis 2050 einen volkswirtschaftlichen Mehrwert von zwölf Milliarden Euro schaffen.

Anschlussanfragen bei Übertragungsnetzbetreibern

Die hohe Nachfrage nach Batteriespeichern spiegelt sich in den Anschlussanfragen wider. Den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) lagen zum Jahreswechsel 2024/2025 etwa 650 Anschlussanfragen für große Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von 226 GW vor. Viele dieser Projekte befinden sich in einem sehr frühen Planungsstadium. Allerdings registrieren auch Verteilnetzbetreiber teilweise viele Netzanschlussanfragen für große Batteriespeicher. So liegen allein den E.ON-Verteilnetzbetreibern auch mehr als 2.000 Anfragen für knapp 100 GW vor.

Marktentwicklungen und Trends

Die Marktbeobachtung identifizierte mehrere wichtige Entwicklungstrends im Batteriespeichermarkt.

Virtuelle Kraftwerke und neue Geschäftsmodelle

Energieversorger wie Ostrom entwickeln innovative Konzepte wie „Neogrid“ für E-Auto-Besitzer. Dabei handelt es sich um ein digitales Kraftwerk, an dem sich Kunden beteiligen können. Solche Modelle ermöglichen es Endkunden, ihre dezentralen Flexibilität zu vermarkten und gleichzeitig zur Netzstabilität beizutragen.

Aufholbedarf und Preissenkungen

In Deutschland besteht ein Aufholbedarf an Batteriespeichern im Vergleich zum Ausland. Positiv wirkt sich aus, dass die Preise durch das erhöhte Angebot (als Folge der steigenden

Nachfrage) und die verbesserte Technologie massiv gefallen sind. Dies wurde in einem Interview mit Terra One auf energate messenger bestätigt.

Herausforderungen bei der Finanzierung

„Als Speicherprojektierer muss man nun mit höheren Eigenkapitalanteilen rechnen, da Banken zurückhaltender sind. Aber so wie der gesamte Markt ist auch das Finanzierungsthema in der Entwicklung.“ Diese Aussage aus dem energate-Interview mit Terra One verdeutlicht, dass trotz der positiven Marktentwicklung Herausforderungen bei der Projektfinanzierung bestehen.

Neue Flexibilitätsprodukte

Power Storage Agreements (PSA)

Ein neues Produktformat etabliert sich im Markt: Festpreis-Abnahmeverträge für Speicherprojekte, analog zu den Power Purchase Agreements (PPAs) bei erneuerbaren Energien. Nofar Energy sicherte sich einen langfristigen Festpreis-Flexibilitätsvertrag für ein Speicherprojekt mit 209 MWh in Deutschland – der erste derartige Vertrag in Kontinentaleuropa. Die Deutsche Bahn schloss einen PSA für einen 200-MWh-Speicher von Iqony ab. Ab 2026 wird die Bahn die Speicherkapazität nutzen, um ihr Grünstrom-Portfolio zu flexibilisieren. Der Speicher wird am Kraftwerksstandort Duisburg-Walsum von Steag Iqony errichtet.

KI-basierte Vermarktung von Batteriespeichern

Optimierung durch künstliche Intelligenz

Energiehändler setzen zunehmend auf KI zur Optimierung des Energiehandels mit Batteriespeichern. Ziel ist es, die Batteriekapazität innerhalb der Garantiebedingungen voll auszuschöpfen und gleichzeitig die besten Einsatzprofile zu identifizieren, die die Langlebigkeit der Batterie gewährleisten.

Berücksichtigung des Batteriezustands

Ein wichtiger Trend ist die Integration des Gesundheitszustands (State of Health) in die Optimierungsalgorithmen. Der Algorithmus soll bei der Batterievermarktung den Gesundheitszustand eines Speichers künftig in die Optimierung einbeziehen.

Markthandel durch Flexibilitätsvermarkter

Ein Flexibilitätsvermarkter für Batteriespeicher, wie Enspired, handelt einen Speicher an allen Märkten gleichzeitig. Über alle Märkte hinweg, also Day-ahead, Intraday und Regelleistungsmärkte, gibt es jeden Tag 570 Handelspositionen für verschiedene Stromprodukte, die sich zumindest teilweise beliebig häufig handeln lassen. Diese Handelspositionen können mehrere zehntausendmal am Tag gekauft und wieder verkauft werden. Das kann nur von einem Algorithmus richtig abgebildet werden.

Das Wichtigste dabei ist, dass die Algorithmen die Opportunitätskosten richtig berechnen, also die Kosten dafür, an einem Markt, etwa dem Sekundärregelleistungsmarkt, teilzunehmen und dafür an einem anderen Markt, zum Beispiel am kontinuierlichen Intraday, gerade nicht teilnehmen zu können.

Einhaltung von Garantiebedingungen

Die Speicher dürfen dabei nur innerhalb der Grenzen der Garantiebedingungen gefahren werden. Die Grenzen legen fest, wie viele Zyklen ein Speicher am Tag durchlaufen darf, wie tief er entladen werden kann, oder wie schnell, also bei welcher C-Rate, der Speicher geladen werden

sollte. Wichtig ist auch zu berechnen, ob es sich lohnt, eine Batterie physisch zu entladen, also ihre Alterungskosten zu berücksichtigen.

Enspired verbindet diese Funktionen mit dem Analysetool „Battery Health Insights“ von Volytica, um den Gesundheitszustand der Batterie in die Optimierung einzubeziehen. [Quelle: <https://www.pv-magazine.de/>]

Innovationsausschreibungen

Die Bundesnetzagentur führt regelmäßig Innovationsausschreibungen durch, bei denen Kombinationen aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und Batteriespeichern gefördert werden. Die Analyse der Zuschlagswerte zeigt wichtige Trends:

Entwicklung der Nachfrage

Die Nachfrage bei den Innovationsausschreibungen zeigt eine deutliche Steigerung. Die eingereichte Gebotsmenge erreichte in der letzten betrachteten Ausschreibungsrunde rund 1.800 MW, während die Zuschlagsmenge bei etwa 600 MW lag.

Preisentwicklung

Der Preiskorridor der Ausschreibungsergebnisse zeigt eine Entwicklung der Zuschlagswerte, siehe Abbildung 46.

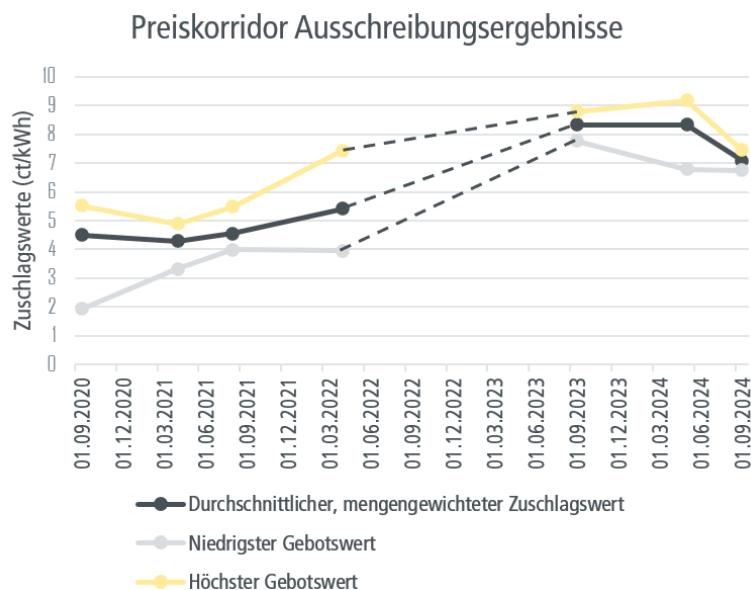


Abbildung 46 - Preiskorridor Ausschreibungsergebnisse

Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert bewegte sich zwischen etwa 4 und 9 ct/kWh, mit einem Trend zu leicht steigenden Werten in den jüngsten Ausschreibungsrunden. Quelle: [<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html>].

Preisentwicklung bei PV-Modulen und Batterien

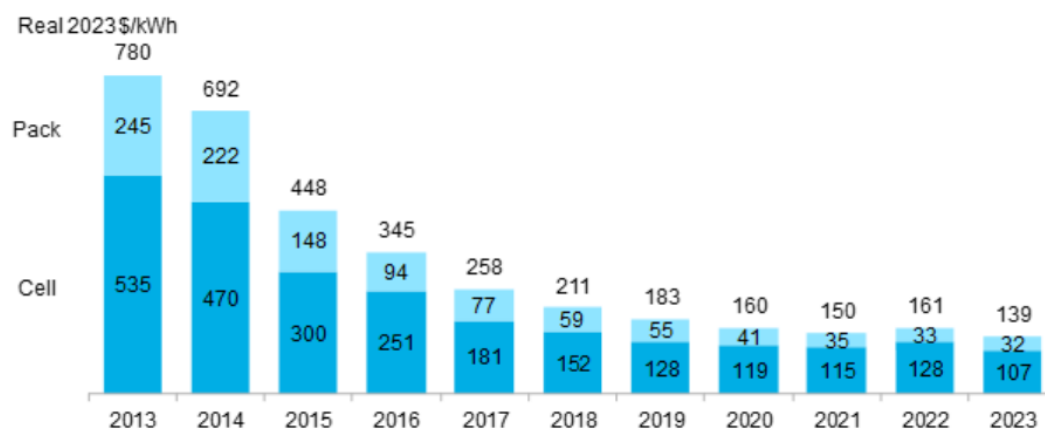
PV-Modulpreise

Nach Jahren kontinuierlich sinkender Preise zeigt sich bei PV-Modulen eine Trendwende. Nachdem sich die Modulpreise zu Jahresbeginn 2024 noch weitestgehend seitwärts bewegten, war im Februar 2025 zum ersten Mal seit mehr als zwei Jahren ein Aufwärtstrend erkennbar.

Batteriepreise

Im Gegensatz dazu setzte sich bei Batteriespeichern der Preisverfall fort. Der Preis für Lithium-Ionen-Batteriepacks fiel um 14% auf ein Rekordtief von 139 US-Dollar pro kWh (Stand 2023), siehe Abbildung 47 (Quelle: [<https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>]). Dies wurde durch sinkende Rohstoff- und Komponentenpreise begünstigt, da die Produktionskapazität in allen Bereichen der Batterie-Wertschöpfungskette zunahm, während das Nachfragewachstum hinter den Erwartungen einiger Branchenvertreter zurückblieb.

Figure 1: Volume-weighted average lithium-ion battery pack and cell price split, 2013-2023



Source: BloombergNEF. Historical prices have been updated to reflect real 2023 dollars. Weighted average survey value includes 303 data points from passenger cars, buses, commercial vehicles, and stationary storage.

Abbildung 47 - PV-Modulpreisentwicklung und Batteriepreisentwicklung 2013-2023.

Die Entwicklung zeigt einen deutlichen Rückgang der Batteriepreise von 780 US-Dollar/kWh (Real 2023) im Jahr 2013 auf 139 US-Dollar/kWh im Jahr 2023. Dabei entfiel 2023 ein Anteil von 107 US-Dollar auf die Zelle und 32 US-Dollar auf das Pack.

Auswertung des Marktstammdatenregisters

Die Auswertung des Marktstammdatenregisters (MaStR) der Bundesnetzagentur liefert wichtige Erkenntnisse über die tatsächliche Entwicklung des Batteriespeichermarkts in Deutschland. Die Daten stammen vom 3. Februar 2025 bzw. für historische Vergleiche aus der Analyse der RWTH Aachen [battery-charts.rwth-aachen.de].

Anzahl installierter Speicher

Der Zubau von Speichern im Niederspannungsbereich steigt stetig und rasant an, dabei allerdings hauptsächlich im Bereich 5–10 kWh. Ende 2023 waren bereits 548.000 Batteriespeicher im

Niederspannungsbereich installiert. Mittlerweile (Stand 3. Februar 2025) sind 1.720.860 Speicher bei der Bundesnetzagentur registriert, wovon circa 99,3% Heimspeicher sind.

Anlagen im Mittelspannungsbereich scheinen weniger attraktiv zu sein, hier ist kaum Ausbau zu verzeichnen. Anlagen werden in den meisten Fällen mit einer PV-Anlage zusammen aufgestellt.

Installierte Kapazität

Die installierte Speicherkapazität zeigt ein kontinuierliches Wachstum. Das Heimspeichersegment (bis 30 kWh Speicherkapazität) macht Ende des Jahres 2023 83% der gesamten installierten Speicherkapazität in Deutschland aus. Auf Großspeicher (größer 1 MWh Speicherkapazität) entfallen immerhin 13%.

Heimspeicher werden derzeit überwiegend zur Erhöhung des solaren Eigenverbrauchs eingesetzt (Anteil HEMS zum 3. Februar 2025: 15,1 GWh = ca. 83,4%). Gewerbespeicher dienen vor allem dem solaren Eigenverbrauch sowie der Lastspitzenkappung bei Gewerben oder der Schnellladung von Elektrofahrzeugen.

Großspeicher wurden in den letzten Jahren fast ausschließlich zur Bereitstellung von Primärregelleistung erbaut. Momentan zeichnen sich jedoch drei neue Einsatzgebiete ab:

- Integration großer PV- und Windparks im Rahmen der Innovationsausschreibungen
- Netzbooster zur Netzbetriebsführung
- Arbitragegeschäfte am Strommarkt

Installierte Leistung

Batteriespeicher bieten in den meisten Fällen die Möglichkeit, mehr als eine Stunde bei voller Leistung ge- oder entladen werden zu können. Daher ist die Summe der kumulierten Speicherleistung auch kleiner als die Summe der Speicherkapazität. Insgesamt sind heute bereits einige Gigawatt an Batteriespeichern registriert. Die Leistung verteilt sich in etwa proportional zur Speicherkapazität (Anteil HEMS am 3. Februar 2025: 9,6 GW = ca. 82%).

Batterietechnologien

Zu Beginn des Heimspeichermarkts existierten die ersten Jahre vor allem Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Speicher. Im Laufe der Zeit haben sich Lithium-Ionen-Batterien jedoch eindeutig durchgesetzt und nehmen in den letzten Jahren nahezu den gesamten Markt ein (17,4 GWh = ca. 96,1%).

Regionale Verteilung

Die Speichersysteme sind über ganz Deutschland verteilt. Während die Heimspeicher und Gewerbespeicher innerhalb der Landkreise aggregiert dargestellt werden, werden die Großspeicher als einzelne Systeme ausgewiesen.

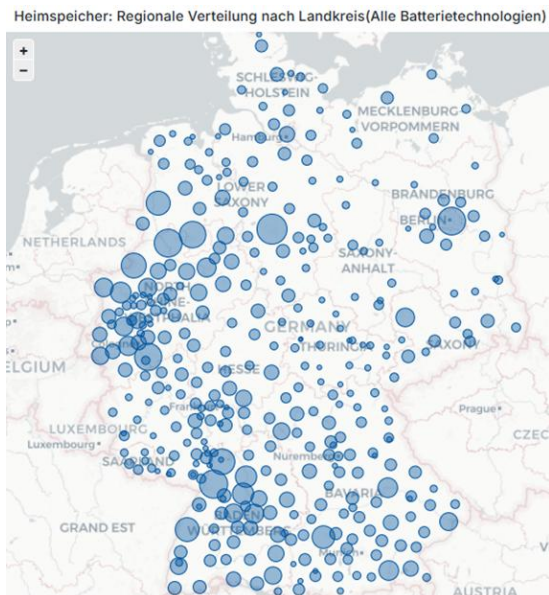


Abbildung 48 - MaStR-Auswertungen zu regionaler Verteilung Heimspeicher

Bei den Heim- und Gewerbespeichern befinden sich die meisten Systeme in den westlichen und südlichen Teilen Deutschlands, siehe Abbildung 48 (Quelle: <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>). Die Großspeicher zeigen hingegen keine klare regionale Verteilung.

Geplante Speicher

Das MaStR beinhaltet teilweise auch geplante Batteriespeicher. Der Großteil entfällt dabei auf Großspeicher (Anteil Großspeicher – geplant zum 4. Februar 2025: ca. 3,8 GWh). Dies liegt vor allem daran, dass die kleineren Heimspeicher und Gewerbespeicher oftmals erst mit der Installation gemeldet werden.

100 TWh-Studie zur Flexibilisierung

Die 100 TWh-Studie der Agora Energiewende untersucht das Potenzial haushaltsnaher Flexibilität für die Energiewende. Die zentralen Erkenntnisse sind:

Flexibilisierungspotenzial

E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeicher können 2035 jährlich 100 TWh Stromnachfrage flexibilisieren und dabei 4,8 Milliarden Euro einsparen. Die Strommenge entspricht 10 Prozent des prognostizierten Gesamtbedarfs.

Vier Hauptergebnisse der Studie

Die vier Hauptergebnisse der Studie sind im Folgenden aufgezählt.

1. Aktivierung von Flexibilitäten

Großes Flexibilitätspotenzial von Haushalten: E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeicher sorgen für mehr Stromnachfrage, bieten aber auch deutliche Flexibilitätsoptionen. Digitalisierung aktiviert diese haushaltsnahen Flexibilitäten.

2. Kosteneinsparungen

Geringerer Bedarf an Gas- und H₂-Kraftwerken: Netzdienlicher Einsatz senkt Bedarf an Kraftwerken und fossilen Brennstoffen.

3. Netzentlastung

Effiziente Entlastung der Verteilernetze: Zeitlich verschiebbarer Netzbedarf durch dynamische Netzentgelte senkt stetig den Netzausbaubedarf bis 2035: Netto-Einsparung im Jahr 2035: -45 Prozent.

4. Verbraucherkosteneinsparungen

Verbraucher sparen bei der Stromrechnung und können die Energiewende aktiv mitgestalten. Durch eine automatisierte Anpassung ihres Verbrauchs können immer mehr Haushalte ihre eigenen Stromkosten beeinflussen. Haushalte mit dynamischen Tarifen können perspektivisch 600 Euro im Jahr sparen und tragen gleichzeitig zum Gelingen der Energiewende bei. Auch Kunden ohne Möglichkeit der Lastverschiebung profitieren von insgesamt niedrigeren Strompreisen und besser ausgelasteten Netzen.

Schaffung lokaler Anreize

Die Studie identifiziert drei Hauptinstrumente zur Schaffung lokaler Anreize im Stromsektor:

a) Lokale Flex-Märkte

Lokale Flex-Märkte sind Plattformen oder Systeme, die es Anbietern von Flexibilität – direkt oder mit Hilfe von Dienstleistern – ermöglichen, ihre Flexibilität anzubieten und für deren Bereitstellung einen Gegenwert zu erhalten. Diese Flexibilität kann dann vom Verteilnetzbetreiber netzengpassentlastend eingesetzt werden. Dafür ist es erforderlich, dass der Standort angegeben wird, um die Wirksamkeit auf die Netzentlastung einschätzen zu können. Neben der reinen Vermarktung der Flexibilitäten am Spotmarkt können hierbei Zusatzerlöse erwirtschaftet werden. Das Konzept der Flexibilitätsmärkte geht fließend in den Redispatch 3.0 über, in dem über lokale Flex-Märkte auch Übertragungsnetzengpässe behoben werden sollen und der den verpflichtenden und kostenbasierten Redispatch 2.0 ergänzen soll.

b) Netzanschlussentgelte

Auch regional differenzierte Baukostenzuschüsse können den netzseitigen Aufwand signalisieren, der mit dem Anschluss eines Verbrauchers einhergeht, und damit sicherstellen, dass Nachfrage an den richtigen Stellen im Netz angereizt wird. Der Baukostenzuschuss, der den Aufwand der Anbindung widerspiegelt, ist in bestimmten Fällen schon heute Teil des einmaligen Anschlusspreises, den der Netzbetreiber von Kundinnen und Kunden erhebt. Er eignet sich auf der Lastseite, die in dieser Studie adressiert wird, aufgrund seiner Höhe eher wenig dafür, für haushaltsnahe Verbraucher eine Lenkungswirkung zu entfalten. Eher ist diese auf Seiten der Einspeisung gegeben.

c) Netzentgelte

Netzentgelte zahlen bereits heute alle Verbraucher. Sie werden vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber vor Ort erhoben und in der Regel vom Stromlieferanten der Kundin oder des Kunden im Rahmen der Energieabrechnung erhoben. Die Netzentgelte für Stromverbraucher im Haushaltsbereich bestehen aus einem verbrauchsabhängigem Arbeitspreis und meist einem jährlichen

Grundpreis und machten im ersten Halbjahr 2023 bei hohen Energiepreisen rund 20 Prozent des Strompreises aus. Bei sinkenden Strompreisen steigt der Anteil der Netzentgelte auf etwa 25 bis 30 Prozent.

Intelligente Messsysteme (Smart Meter Gateway)

Der Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys/Smart Meter Gateway) ist eine zentrale Voraussetzung für die digitale Energiewende und damit auch für das gridhound-Projekt von großer Bedeutung.

Bedeutung für die Netzsteuerung

Es besteht ein dringender Nachhol- und Beschleunigungsbedarf beim Steuern und Schalten in den Netzen. Nach Einschätzung der Gutachter müssen zukünftig eine Vielzahl von dezentralen Anlagen auf Verteilnetzebene, d.h. PV-Anlagen und flexible Lasten wie Wärmepumpen, Speicher und private Ladeeinrichtungen in systemkritischen Situationen steuerbar sein.

Gesetzlicher Rolloutfahrplan

Der gesetzliche Rolloutfahrplan sieht folgende Meilensteine vor - siehe auch Abbildung 49:

- Ab sofort möglich: Agiler Rollout bei Verbrauchern < 100.000 kWh (optional < 6.000 kWh) und Erzeugern bis 25 kW (optional 1 bis 7 kW)
- Sofort zulässig, verpflichtend ab 2025: Möglicher Rollout bei Verbrauchern < 100.000 kWh (optional < 6.000 kWh) und Erzeugern bis 25 kW (optional 1 bis 7 kW) mit sofortiger Inbetriebnahme
- Ab 2025 zulässig, verpflichtend ab 2028: Rollout bei Verbrauchern > 100.000 kWh und Erzeugern > 100 kW

Gesetzlicher Rolloutfahrplan

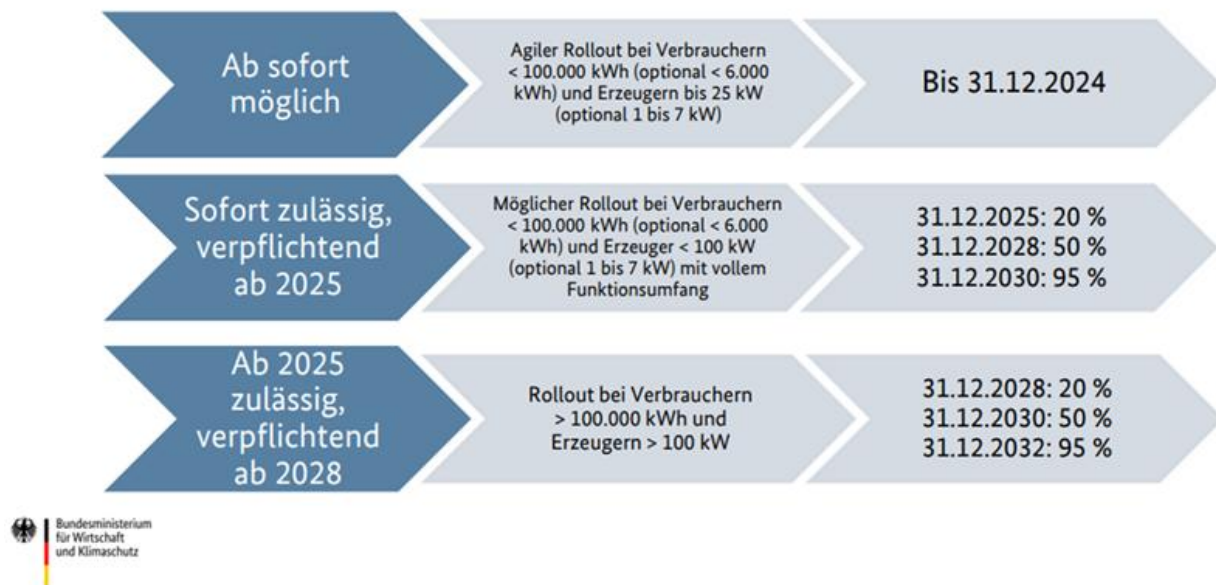


Abbildung 49 - Gesetzlicher Rolloutfahrplan iMSys Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Aktueller Stand und Potenzial

Zum 30. September 2024 waren in Deutschland:

- 52.810.034 Gesamtanzahl Messlokationen
- 24.493.533 moderne Messeinrichtungen (ca. 46,4%)
- 1.005.642 intelligente Messsysteme (ca. 1,90%)

Die Pflichteinbaufälle für iMSys umfassen:

- 6.924.535 Verbraucher mit 6.000–100.000 kWh bzw. Erzeuger 7–100 kW
- 325.382 Großverbraucher > 100.000 kWh bzw. Erzeuger > 100 kW

Durch den Einbau von iMSys können auch kleine Energiewendeanlagen auf Niederspannungsebene (PV-Anlagen kleiner 25 kW und flexible Lasten wie Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen, Heimspeicher) erstmals zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten sicht- und steuerbar gemacht werden.

Einsparpotenziale

Nach einem vollständig abgeschlossenen Rollout bei allen Pflichteinbaufällen im Jahr 2032 können durch eine optimierte Abstimmung von Erzeugung und Last laut dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) beauftragten Gutachten jährlich marktseitig Kosten zwischen 1,5 und 8,1 Milliarden Euro eingespart werden.

Netzseitig liegt allein das monetarisierbare Einsparpotenzial vor allem durch vermiedene Netzausbauinvestitionen in 2032 zwischen 0,5 und 2,5 Milliarden Euro jährlich, hinzu kommen nicht monetarisierbare Effekte auch für die Systemstabilität.

Neben eingesparten Netzkosten entstehen direkte Mehrwerte für Verbraucherinnen und Verbraucher, beispielsweise durch digitalisierte Netzanschlussprozesse oder die Bündelung von Messsparten; letzteres kann auch verstärkt zur Wärmeplanung und -wende beitragen.

Flexibilitätpotenzial von Heimspeichern für Deutschland

Eine wichtige Fragestellung der Marktbeobachtung war die Abschätzung des verfügbaren Flexibilitätpotenzials von Heimspeichern für den deutschen Energiemarkt [Quelle: Wirk:Stadt].

Prognostizierte PV- und Speicherentwicklung

Basierend auf den Ausbauplänen für Photovoltaik wird eine Steigerung der installierten Leistung von Solaranlagen angenommen:

- 88 GW im Jahr 2024
- 128 GW im Jahr 2026
- 172 GW im Jahr 2028
- 215 GW im Jahr 2030
- 309 GW im Jahr 2035
- 400 GW im Jahr 2040

Berechnung des Speicherpotenzials

Unter Annahme von 50% Dachanlagen und einer Speicherinstallationsrate von 80% ergibt sich für 2035 eine verfügbare Speicherkapazität von etwa 123,6 GW ($GW_{pv} \triangleq GW_{speicher}$).

Intelligente Messsysteme als Voraussetzung

Für die Nutzung dieser Flexibilität ist der Rollout intelligenter Messsysteme entscheidend. Anlagenbetreiber ab 7 bis 100 kW installierter Leistung müssen mindestens mit folgenden Quoten ausgestattet sein:

- Bis Ende 2025: mindestens 20%
- Bis Ende 2028: mindestens 50%
- Bis Ende 2030: mindestens 95%

Die jährlichen Kosten für den Betrieb der Stromzähler werden für normale Haushaltskunden auf 20 Euro gedeckelt.

Zusammenfassung und Erkenntnisse aus AP 5

Die kontinuierliche Marktbeobachtung im Rahmen von AP 5.3 hat mehrere zentrale Entwicklungen identifiziert:

Marktdynamik:

- Enormes Wachstumspotenzial mit Prognosen von über 50 GW bis 2030
- Massive Überzeichnung bei Netzanschlussanfragen (226 GW bei ÜNB)
- Deutlicher Preisverfall bei Batterien auf historisches Tief von 139 \$/kWh

- Trendwende bei PV-Modulpreisen nach Jahren des Preisverfalls

Neue Geschäftsmodelle:

- Power Storage Agreements (PSA) als neues Finanzierungsinstrument
- KI-basierte Optimierung der Batterievermarktung unter Berücksichtigung des Batteriezustands
- Virtuelle Kraftwerke für die Aggregation dezentraler Flexibilitäten

Regulatorische Entwicklungen:

- Beschleunigter Rollout intelligenter Messsysteme mit klaren Zielquoten
- Innovationsausschreibungen als Förderinstrument für gekoppelte Systeme
- Absenkung der Schwellen für Direktvermarktung und Steuerbarkeit auf 25 kW

Systemische Bedeutung:

- Heimspeicher können 2035 bis zu 100 TWh Stromnachfrage flexibilisieren
- Einsparpotenzial von 4,8 Mrd. Euro marktseitig und bis 2,5 Mrd. Euro netzseitig
- Notwendigkeit lokaler Anreizmechanismen (Flex-Märkte, dynamische Netzentgelte)

Diese Erkenntnisse unterstreichen die Relevanz des im KI-Battery-Projekt entwickelten Ansatzes zur koordinierten, KI-gestützten Batteriesteuerung. Die Marktentwicklung zeigt deutlich, dass die entwickelten Konzepte – insbesondere dynamische Netzentgelte als Anreizsignal und die Integration von Netzzustands- und Marktpreisprognosen – den aktuellen Anforderungen und Trends entsprechen.

Die zunehmende Verfügbarkeit intelligenter Messsysteme schafft die technische Infrastruktur für die Umsetzung der im Projekt entwickelten Steuerungskonzepte in größerem Maßstab. Die Kombination aus sinkenden Batteriekosten, neuen Geschäftsmodellen und verbesserten regulatorischen Rahmenbedingungen bietet ein günstiges Umfeld für die zukünftige Markteinführung netzdienlicher Batteriesteuerungssysteme.

Diskussion der Ergebnisse

Das KI-Battery-Projekt hat einen geschlossenen Regelkreis aus KI-basierter Netzzustandsprognose, dynamischer Netzentgeltberechnung und lokaler Batteriesteuerung über OpenEMS entwickelt und in einer Simulationsumgebung mit realen Netzdaten der Stadtwerke Trier validiert. Der zentrale Wirksamkeitsnachweis wurde in zwei Szenarien erbracht: Zum einen konnte im Niederspannungsnetz eine durch asymmetrische PV-Einspeisung verursachte Spannungsbandverletzung ($>1,1$ p.u.) durch netzschonendes Laden vollständig behoben werden, während konventionelles Standard-Laden das Problem nicht löste. Zum anderen wurde in der Simulation eine prognostizierte Überlastung von 112% durch koordinierte Lastverschiebung via dynamische Netzentgelte auf unter 100% der Nennleistung reduziert.

Die methodische Anpassung - vom geplanten physischen Feldtest zur simulationsbasierten Validierung mit realen Netz- und Messdaten (Digital Twin) - war durch die fehlende räumliche Übereinstimmung von Engpassstandorten und verfügbaren Batteriespeichern im SWT-Netz erforderlich. Dieser Ansatz ermöglicht die systematische Untersuchung kritischer Szenarien unter kontrollierten Bedingungen, die im realen Netzbetrieb aus Sicherheitsgründen nicht provoziert werden können. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse wird durch die Verwendung realer Netztopologien, historischer Lastgänge und kalibrierter Speichermodelle gestützt.

Offene Punkte betreffen insbesondere die empirische Kalibrierung der Höhe dynamischer Netzentgelte -- der Anreiz kann bei verschiedenen Anlagenbetreibern zu unterschiedlichen Reaktionen führen (vgl. AP 2.4 Opportunitätskosten) -- sowie die regulatorische Lücke bei Einspeise-Netzentgelten für Speicher, die das Steuerungskonzept derzeit auf die Ladephase beschränkt. Das laufende AgNes-Verfahren der Bundesnetzagentur mit angestrebter Einführung dynamischer Einspeise-Netzentgelte ab 2029 adressiert diese Einschränkung.

Ökologische, technologische und ökonomische Bewertung der Ergebnisse

Ökologisch trägt die netzdienliche Batteriesteuerung zur besseren Integration erneuerbarer Energien bei, indem Erzeugungs- und Lastspitzen lokal gepuffert und Engpässe vermieden werden - sei es durch hohe PV-Einspeisung zur Mittagszeit, gleichzeitigen Betrieb von Wärmepumpen am Winterabend oder konzentriertes Laden von Elektrofahrzeugen. Ohne eine solche Steuerung drohen Abregelungen von Erzeugungsanlagen oder Drosselungen von Verbrauchern, die jeweils vermeidbar wären. Die Agora-Studie beziffert das Flexibilisierungspotenzial von Heimspeichern, E-Autos und Wärmepumpen auf 100 TWh bis 2035, was den Bedarf an fossilen Reserve- und Gaskraftwerken senkt.

Technologisch wurde die Machbarkeit des Gesamtsystems nachgewiesen: von der KI-basierten 24-48h-Prognose mit Konfidenzintervallen über das GridRequest-Protokoll mit vierstufiger Entscheidungslogik (ACCEPTED/PARTIAL/REJECTED/ENERGY MARKET) bis zur OpenEMS-Integration mit eigenem KI-Battery-Controller und Fahrplan-JSON-Format. Die modulare Architektur mit klar definierten REST-API-Schnittstellen und der Einsatz von drei austauschbaren Wetterdatenquellen (Meteomatics, OpenWeatherMap, DWD) ermöglichen die Übertragung auf andere EMS-Systeme und Netzgebiete. Die Marktpreisprognose über externe Dienste (48h, 3,62 ct/kWh mittlerer Fehler, 65% Trendtrefferquote) erwies sich als pragmatische Alternative zu einem eigenen Fundamentalmodell.

Ökonomisch eröffnet der Ansatz Wertschöpfung auf mehreren Ebenen: netzseitig durch Vermeidung von Netzausbaukosten (laut Agora-Studie bis 2,5 Mrd. Euro jährlich ab 2032), marktseitig durch die Kombination von Eigenverbrauchsoptimierung und netzdienlichem Einsatz (Multi-Use-Ansatz). Die Eigenverbrauchsanalyse der drei SWT-Standorte bestätigt, dass die Speicher bisher ausschließlich zur Eigenverbrauchsoptimierung betrieben werden (Eigenverbrauchsquote 56-67% Standort A, 63% Standort B, 85-89% Standort C) - das Potenzial für zusätzliche netzdienliche Wertschöpfung ist somit ungenutzt. Die EU-Analyse (AP 5.2) zeigt zudem, dass der Ansatz auf weitere europäische Märkte übertragbar ist.

Maßnahmen zur Verbreitung der Vorhabensergebnisse

Die Projektergebnisse werden von gridhound im Rahmen verschiedener Aktivitäten aktiv als Teil des Produktportfolios dargestellt und beworben. Dazu gehören Kunden- und Vertriebstermine mit Netzbetreibern sowie Vorträge bei Fachveranstaltungen und Universitäten (z. B. RWTH Aachen, TH Köln). Das KI-Battery-Projekt wurde bereits bei dem PuG (Pop-Up Group)-Event der FlexStore-Gruppe der Trianel am 10. November 2025 vorgestellt. Auch bei technischen Diskussionen im Rahmen anderer Forschungsprojekte konnten die Erkenntnisse verbreitet werden.

Die entwickelten Algorithmen und Konzepte werden in die Weiterentwicklung der Graice-Plattform von gridhound integriert und stehen damit zukünftigen Netzbetreiberkunden als Produktbestandteil zur Verfügung. Insbesondere das GridRequest-Protokoll und die Fahrplan-basierte Steuerung über JSON bieten einen niedrighschwelligen Integrationspfad für weitere Netzbetreiber und EMS-Hersteller.

Natürlich wird dieser Abschlussbericht auch auf unserer [Webseite](#) veröffentlicht.

Fazit

Das Projekt KI-Battery hat gezeigt, dass dynamische Netzentgelte als marktbasierter Anreizmechanismus technisch geeignet sind, dezentrale Batteriespeicher koordiniert und netzdienlich zu steuern - ohne Zwangseingriffe und ohne die Eigenverbrauchsoptimierung des Anlagenbetreibers einzuschränken. Ob und wie Anlagenbetreiber in der Praxis auf solche Preissignale reagieren, wurde im Rahmen dieses Projekts nicht empirisch untersucht und bleibt Gegenstand zukünftiger Arbeiten. Der entwickelte Regelkreis aus Prognose, Anreizsignal und lokaler Steuerung löst in der Simulation ein dokumentiertes Spannungsproblem im SWT-Netz, das konventionelles Standard-Laden nicht behebt. Damit adressiert das Projekt eine zentrale Herausforderung der Energiewende: die wachsende Volatilität in Verteilnetzen durch dezentrale Erzeuger und flexible Lasten bei gleichzeitig begrenztem Netzausbautempo.

Die Ergebnisse sind nicht auf einzelne Speicher beschränkt. Die modulare Architektur, die offene OpenEMS-Integration und das standardisierte GridRequest-Protokoll bilden die Grundlage für die Skalierung auf Speicherportfolios. Die nächste logische Stufe - die Schwarmsteuerung verteilter Heimspeicher unter Berücksichtigung ihrer Positionierung und Dimensionierung im lokalen Netz - wird im beantragten Folgeprojekt SWARM adressiert. Zentrale offene Fragen sind dabei die optimale Verortung von Speichern im Netz, die Aggregation vieler kleiner Flexibilitäten über Aggregatoren und die Wechselwirkung mit §14a EnWG und §9 EEG. Ergänzend fließen die Projektergebnisse in ein weiteres gemeinsames Projekt mit den Stadtwerken Trier ein, welches die praktische Erprobung unter realen Bedingungen zum Ziel hat.

Zusammenfassung und Ausblick

Erreichte Ergebnisse

Im Ergebnis liefert das Projekt ein vollständiges Systemkonzept - von der KI-basierten Netzzustandsprognose über das GridRequest-Protokoll und die dynamische Netzentgeltberechnung bis zur lokalen Batteriesteuerung über OpenEMS - das in einer Simulationsumgebung mit realen Netz- und Messdaten der Stadtwerke Trier validiert wurde. Die begleitende Analyse des regulatorischen Rahmens in Deutschland und der EU bestätigt, dass die entwickelten Konzepte mit den sich entwickelnden Regelungen - insbesondere §14a EnWG Modul 3 und dem AgNes-Verfahren - kompatibel sind.

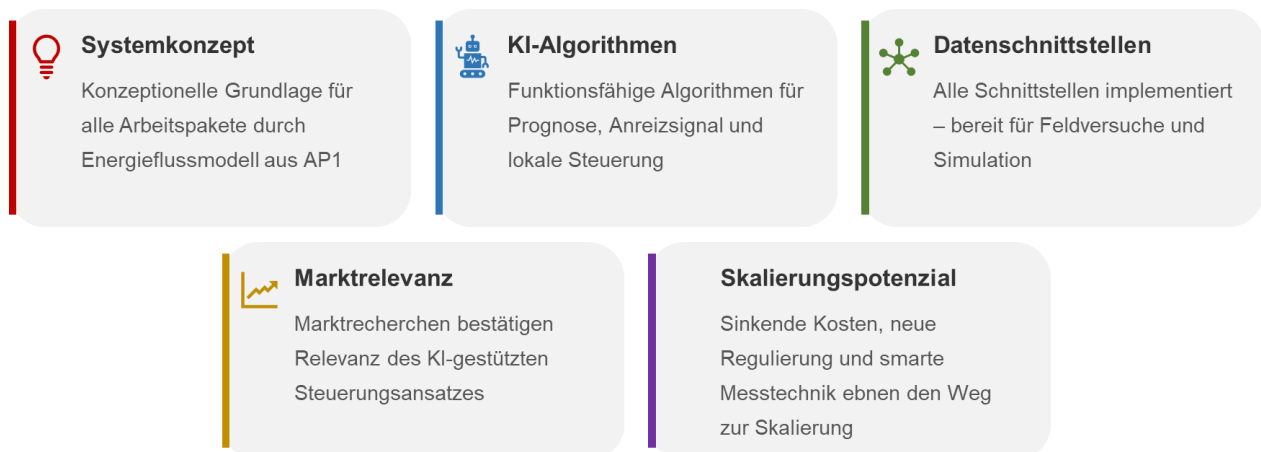


Abbildung 50 - Projektergebnisse im Überblick

Weiterführende Arbeiten

Die weiterführenden Arbeiten konzentrieren sich auf die Skalierung des Ansatzes: die Übertragung auf Home Energy Management Systems (HEMS) und die Schwarmsteuerung verteilter Heimspeicher im Folgeprojekt SWARM, die praktische Erprobung im Feldtest mit dem Projektpartner SWT sowie die Evaluation der Zusammenarbeit mit Aggregatoren für die Bündelung kleiner Flexibilitäten.

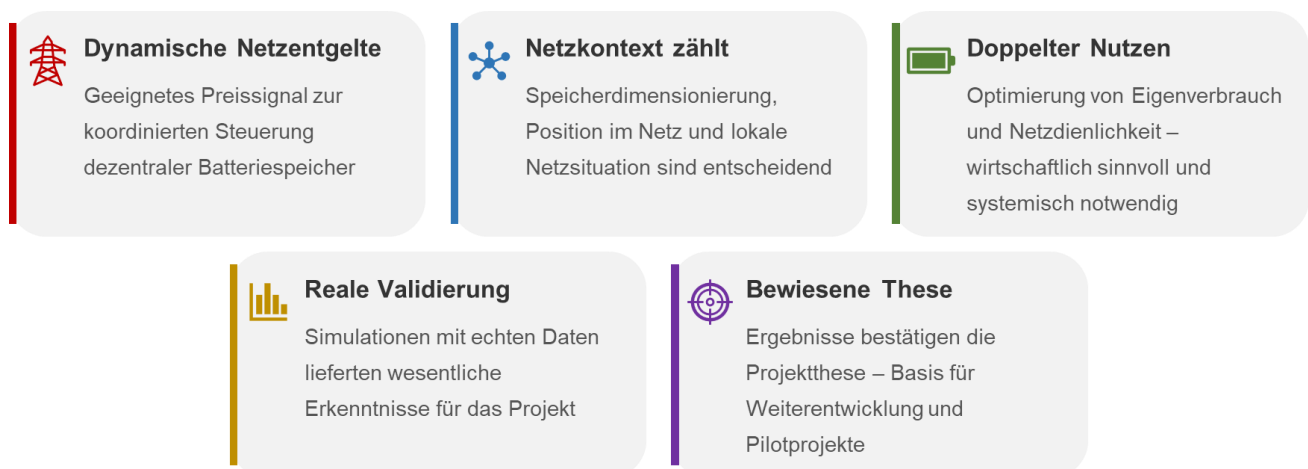


Abbildung 51 - Erkenntnisse und Ausblick

Literaturverzeichnis

- [1] Energiekommission Fürstentum Liechtenstein, "Netzdienlicher Betrieb privater Energiespeicher", August 2023
- [2] ISEA RWTH Aachen, Figgenger et al., The development of battery storage systems in Germany: A market review, status 2023
- [3] Consentec GmbH, "Batteriespeicher in Netzen", Schlussbericht, September 2022
- [4] J. Kathan, C. Messner, A. Zegers, H. Brunner und T. Esterl, "Netzdienlicher Einsatz von elektrischen Speichersystemen", Österreichs Energie, 2021
- [5] Fraunhofer ISE, Photovoltaik- und Batteriespeicherzubau in Deutschland in Zahlen – Auswertung des Marktstammdatenregisters, Stand Februar 2024;
- [6] Anna-Lena Klingler, "Self-consumption of solar electricity – Modelling profitability and market diffusion of photovoltaics and battery systems in the residential sector", Dissertation, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2018
- [7] Lukas Teichtmann, Anna-Lena Klingler, "Impacts of a forecast-based operation strategy for grid-connected PV storage systems on profitability and the energy system", ECEEE Summer Study Proceedings, 2017
- [8] Judith Stute, Marian Klobasa, "How do dynamic electricity tariffs and different grid charge designs interact? – Implications for residential consumers and grid reinforcement requirements", Energy Policy, Volume 189, 2024
- [9] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), dena-NETZFLEXSTUDIE Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung, Berlin, 03/2017

Rückendeckel