

KURZSTUDIE

Netzdienlichkeit von Großbatterien

Netzwirkung von Großbatterien heute und Instrumente
zur Entlastung der Stromnetze

1. September 2025

Im Auftrag der ECO STOR GmbH

Autoren:

Clemens Lohr (lohr@neon.energy)

Anselm Eicke (eicke@neon.energy)

Lion Hirth (hirth@neon.energy)

Netzdienlichkeit von Großbatterien

Netzwirkung von Großbatterien heute und Instrumente zur Entlastung der Stromnetze

Diese Studie ist verfügbar unter neon.energy/netzdienlichkeit-groebatterien

Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Schönleinstraße 31
10967 Berlin

Prof. Dr. Lion Hirth
hirth@neon.energy
+49 157-55 199 715



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Einleitung	6
2 Analytischer Rahmen	7
2.1 Wohlfahrtseffekte von Großbatterien	7
2.2 Definition von Netzdienlichkeit	8
2.3 Ansatz zur Quantifizierung der Netzwirkung.....	11
3 Netzwirkung von Batterien heute	12
3.1 Simulation des Batteriebetriebs.....	12
3.2 Redispatch-Bedarf.....	13
3.3 Ermittlung der Netzwirkung	15
3.4 Ökonomische Bewertung	16
3.5 Engpässe im Verteilnetz.....	17
3.6 Sensitivitäten	18
4 Instrumente für netzdienliches Verhalten	22
4.1 Untersuchte Instrumente	22
4.2 Batteriebetrieb	23
4.3 Redispatch und Wertschöpfung.....	25
4.4 Netzebene	27
4.5 Verteilungswirkung und Netzbetreibererlöse	27
5 Fazit	29

Zusammenfassung

Netzdienlichkeit von Großbatterien. Großbatterien werden in den nächsten Jahrzehnten eine wesentliche Rolle im Stromsystemen spielen, vor allem für den kurzfristigen Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch. Das große Interesse an Batterieinvestitionen in Deutschland ist deswegen überaus erfreulich. Während der Nutzen von Batterien für den Systemausgleich unbestritten ist, wird der Effekt von Großbatterien auf das Netz kontrovers diskutiert. Zuletzt haben sich intensive energiepolitische Diskussionen zu verschiedenen Themen der Regulierung von Großbatterien entsponnen, beispielsweise zur Vergabe von Netzanschlüssen, flexiblen Netzanschlüssen, technischen Anschlussbedingungen, Netzentgelten oder zur baurechtlichen Privilegierung. Dabei dreht sich die Diskussion jeweils häufig um die Frage: Wie netzdienlich sind Großbatterien?

Dieser Beitrag. Diese Kurzstudie verfolgt drei Ziele. Erstens entwickeln wir, basierend auf unserer Definition „Netzdienlich ist, was Netzkosten reduziert“, eine praktikable Methodik zur Quantifizierung von Netzdienlichkeit, in dem wir den von einer Großbatterie verursachten oder vermiedenen Redispatch abschätzen. Zweitens berechnen wir die Netzdienlichkeit von zwei konkreten Batterieprojekten in den 110kV-Netzen von Schleswig-Holstein und Bayern. Drittens diskutieren wir verschiedene Ansätze und Instrumente, um die Netzdienlichkeit von Großbatterien zu steigern.

Ermittlung der Netzdienlichkeit. Großbatterien schaffen volkswirtschaftliche Wertschöpfung am Strommarkt, indem sie Arbitragegeschäfte am Großhandelsmarkt tätigen und Leistung am Regelenenergiemarkt anbieten. Daneben haben sie eine Reihe von Effekten auf das Stromnetz, insbesondere auf Redispatch- und Netzausbaukosten, deren Summe als „Netzdienlichkeit“ zusammengefasst wird. Dabei können sie je nach Situation die Netzkosten erhöhen oder reduzieren. Wir quantifizieren diese Netzkosten, in dem wir für jede Viertelstunde des Jahres den Batteriebetrieb (Laden, Entladen, Stillstand) mit dem regionalen Bedarf an Redispatch in dem Netz vergleichen, in dem die Batterie angeschlossen ist (positiv, negativ, keiner). Speist eine Batterie beispielsweise Strom in ein Netzgebiet ein, wo ohnehin schon ein Stromüberschuss herrscht, so führt die Einspeisung zu zusätzlicher Abregelung von Erzeugern – die Batterie erhöht also den Redispatch-Bedarf. Umgekehrt reduziert sie die Menge an Redispatch, wenn sie in dieser Situation Strom aus dem Netz bezieht. Da sich sowohl Batterieeinsatz wie auch Netzengpässe dynamisch ändern, wird das Netz in einigen Viertelstunden belastet, in anderen entlastet. Aus den einzelnen Viertelstunden berechnen wir den Einfluss einer Batterie auf die gesamten Redispatch-Kosten übers Jahr. Dabei verwenden wir den tatsächlichen Redispatch der Netzbetreiber in den Jahren 2023 und 2024.

Netzwerkung heute. Unsere Berechnungen zeigen, dass eine Großbatterie das Netz etwa gleich häufig entlastet und belastet – jeweils rund 20% der Viertelstunden (in den restlichen 60% der Zeit steht entweder die Batterie still und/oder das Netz ist engpassfrei). Finanziell gesehen reduziert die Batterie übers Jahr gesehen die Kosten für Redispatch, auch wenn der Beitrag gering ist. Dies gilt für beide untersuchten Standorte, im Süden und im Norden des Landes: Nach unseren Berechnungen sparen sich die Netzbetreiber Redispatch-Kosten von

rund 3-6 Euro im Jahr für jedes kW an Batterieleistung. Großbatterien sind also in diesem Sinne keinesfalls grundsätzlich als belastend für das Netz einzustufen, auch wenn dies in der energiepolitischen Debatte manchmal suggeriert wird.

Instrumente zur Stärkung der Netzdienlichkeit. Im deutschen Strommarktdesign gibt es keine regionalen Preise. Batterien richten sich deswegen (wie auch alle anderen Anlagen) nach dem einheitlichen deutschen Preissignal auf Großhandels- und Regelenergiemärkten. Netzengpässe werden nicht bepreist und sind deswegen für Batterien nicht sichtbar. Die positive Wirkung auf Netzengpässe ist also rein zufällig und viel geringer, als sie sein könnte. Um „das Beste aus Batterien herauszuholen“ untersuchen wir deshalb drei regulatorische Ansätze zur Stärkung der Netzdienlichkeit:

- Ein statisches Netzentgelt, also ein Arbeitspreis bei Entnahme aus dem Netz sowie fixer jährlicher Leistungspreis
- Eine dynamische Leitplanke, worunter wir ein Verbot von netzbelastendem Betrieb verstehen
- Ein Redispatch-Preissignal, also ein viertelstündlich variabler Arbeitspreis bei Entnahme und Einspeisung je nach Redispatch-Situation, der beispielsweise als Batterie-Sondernetznetzgelt implementiert werden könnte

Ergebnisse. Dabei zeigt sich ein klares Bild: Das statische Netzentgelt schafft zwar Erlöse bei Netzbetreibern, macht die Batterie jedoch *weniger* netzdienlich, weil es die Redispatch-Kosten erhöht. Außerdem schränkt es die Wertschöpfung der Batterie auf dem Strommarkt deutlich ein. Eine dynamische Leitplanke stärkt zwar die Netzdienlichkeit der Batterie, richtet jedoch noch größere Kollateralschäden beim Marktbetrieb an. Das dynamische Redispatch-Preissignal ist eindeutig das Beste der drei untersuchten Instrumente: Es schafft sowohl den größten Netz-Mehrwert als auch die geringsten Einbußen beim Markt-Mehrwert. Nach unserer Abschätzung reduziert eine Batterie die Redispatch-Kosten dann um rund 50 Euro im Jahr je kW installierte Leistung.

1 Einleitung

Wachsende Investitionen. In den letzten Jahren hat sich eine bemerkenswerte Investitionsdynamik zu Großbatterien entfaltet. Dies zeigt sich besonders in der Vielzahl an Netzanschlussbegehren, die sich inzwischen deutschlandweit auf mehrere hundert Gigawatt summieren. Treiber dieser Entwicklung sind vor allem der rapide Preisverfall bei Batteriezellen sowie attraktive Marktchancen: hohe Erlöse auf den Regelenergiemärkten und zunehmende Preis-Spreads auf dem Großhandelsmarkt infolge des starken Ausbaus insbesondere der Solarenergie. Bemerkenswert ist: Großbatterien erhalten im Gegensatz zu nahezu allen anderen Technologien im Stromsystem weder direkte Förderungen noch eine Absicherung gegen Marktpreisrisiken. Das eröffnet die Chance, den Umbau des Stromsystems nicht ausschließlich auf staatliche Förderung zu stützen, sondern marktwirtschaftliche Dynamiken zu nutzen.

Systemische Rolle von Großbatterien. Bereits heute übernehmen Großbatterien zentrale Aufgaben im Stromsystem, etwa bei der Bereitstellung von Regelleistung und dem kurzfristigen Ausgleich von Prognosefehlern der Wind- und Solarenergie über den Intraday-Handel. Mittelfristig gewinnen Großbatterien weiter an Bedeutung und tragen darüber hinaus zur Versorgungssicherheit bei, indem sie Erzeugungsspitzen aufnehmen und Strom für Lastspitzen bereitstellen. Ihr Beitrag ist auch deshalb zentral, weil sich alternative Flexibilitätsressourcen wie bidirektional ladende Elektroautos oder die flexible Industrienachfrage langsamer als erhofft entwickeln.

Zwischen Markt und Netz. Mitunter wird kritisiert, dass sich Großbatterien „auf Kosten des Netzes“ am Markt optimieren. Tatsächlich orientieren sich Batteriespeicher heute ausschließlich an Marktpreisen – unabhängig von lokalen Netzengpässen. Das liegt jedoch nicht an der Ignoranz der Betreiber, sondern am deutschen Strommarktdesign: In der einheitlichen Preiszone ist es gerade nicht vorgesehen, dass Engpässe in Marktpreisen abgebildet werden. Diese Systemlogik betrifft daher alle Marktakteure, nicht nur Speicher. Da Netzengpässe nicht bepreist werden, sind alle Akteure am Strommarkt blind für das Netz.

Netzdienlichkeit. Vor dem Hintergrund des großen Rückstaus an Netzanschlussbegehren und der regulatorisch-energiepolitischen Debatten um Netzentgelte und Preiszone, hat sich eine intensive Diskussion um die Wirkung von Großbatterien auf das Stromnetz entsponnen. Die Diskussion hängt sich oft an der Frage auf, ob Batterien „netzdienlich“ sind, also eine insgesamt entlastende Wirkung auf das Stromnetz haben.

Ziel dieser Kurzstudie. Mit dieser Kurzstudie wollen wir drei Ziele erreichen. Erstens entwickeln wir eine Definition von Netzdienlichkeit und einen methodischen Ansatz zur Quantifizierung der Netzwirkung, der an der Wirkung von Batterien auf den Redispatch-Bedarf ansetzt. Zweitens ermitteln wir die Netzwirkung einer konkreten Großbatterie, der in diesem Jahr in Betrieb genommenen 100 MW-Batterie von ECO STOR in Bollingstedt in Schleswig-Holstein. Daneben bewerten wir auch eine zweite, hypothetische baugleiche Anlage mit Netzanschluss im bayerischen Plattling. Drittens diskutieren wir drei Ansätze und Instrumente zur Entlastung der Stromnetze und quantifizieren diese hinsichtlich ihrer Netzwirkung: Ein statisches Netzentgelt, eine dynamische Leitplanke und ein Redispatch-Preissignal.

2 Analytischer Rahmen

In diesem Abschnitt diskutieren wir die Wohlfahrtseffekte von Großbatterien in Markt und Netz, entwickeln eine Definition von Netzdienlichkeit und erläutern unser quantitatives Vorgehen.

2.1 WOHLFAHRTSEFFEKTE VON GROßBATTERIEN

Großhandel. Großbatterien schaffen volkswirtschaftliche Wertschöpfung am Strommarkt und im Netz. Auf dem Day-Ahead- und Intraday-Markt schaffen Batterien Mehrwert durch Arbitrage. Speichert eine Batterie beispielsweise bei einem Preis von 0 €/MWh ansonsten abgeregelten Windstrom ein und speichert ihn später zu 100 €/MWh in einer Situation aus, in der ein Gaskraftwerk das Grenzkraftwerk ist, so hat sie einen Mehrwert in Höhe der Differenz geschaffen. Dieser Mehrwert besteht konkret durch weniger Gasverbrauch, weniger CO₂-Emissionen und kein Verschleiß durch das Anfahren des Gaskraftwerks.

Regelleistung. Bietet eine Großbatterie Regelleistung an, ersetzt sie dadurch ein thermisches Kraftwerk, das nicht länger gezwungen ist, als Must-Run-Anlage durchgängig Strom zu produzieren. Auch hier materialisiert sich der volkswirtschaftliche Mehrwert durch einen geringeren Brennstoffverbrauch. Der am Markt geschaffene Mehrwert fällt als Erlös bei der Batterie an.

Wohlfahrtseffekt einer Großbatterie (illustrativ)

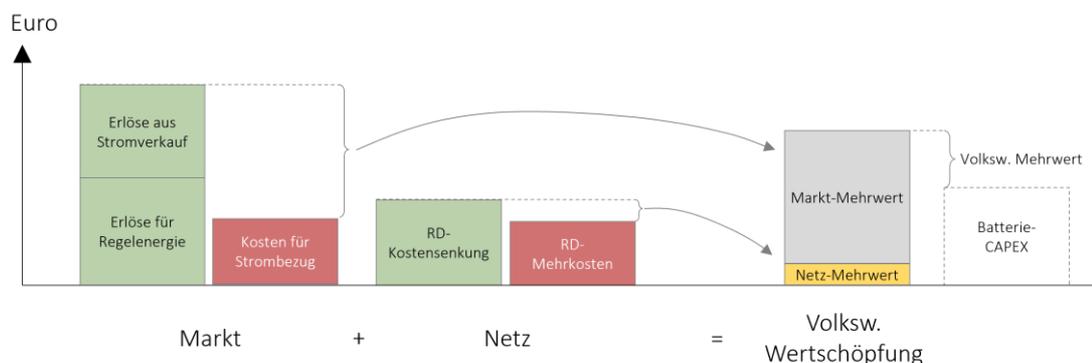


Abbildung 1: Die Differenz von Erlösen und Kosten am Markt ergibt den Markt-Mehrwert. Aus Kostensenkungen oder -steigerungen im Netz ergibt sich der Netz-Mehrwert (der auch negativ sein kann). Die Summe dieser beiden Werte ergibt die volkswirtschaftliche Wertschöpfung. Liegt diese über den Investitionskosten der Batterie (CAPEX), ist das Projekt volkswirtschaftlich sinnvoll.

Netz. Jedoch hat eine Großbatterie – genau wie Erzeuger oder Verbraucher – auch einen Einfluss auf das Netz, also eine Wirkung auf Redispatch und Netzausbaubedarf. Eine Batterie kann dann dabei die Kosten für Redispatch erhöhen oder senken, der Netz-Mehrwert kann also negativ oder positiv sein. Ein wesentlicher Unterschied besteht jedoch darin, dass die Netzkosten für die Batterie unsichtbar sind, weil Netzengpässe im einheitlichen deutschen

Strommarkt nicht bepreist werden. Ökonomisch gesprochen sind Netzkosten deswegen Externalitäten. Dies macht sie jedoch nicht weniger real: Beide Komponenten – Markt- und Netzbeitrag – sind gleichwertige Bestandteile der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt (Abbildung 1).

2.2 DEFINITION VON NETZDIENLICHKEIT

Begriffsvielfalt. Rund um das Thema Netzdienlichkeit existieren zahlreiche Begriffe und Klassifizierungen. Dazu gehören etwa das Ampelsystem der App *Stromgedacht* von TransnetBW („supergrün“ für lokalen Stromüberschuss, „orange/rot“ für Mangel), die *NRV-Saldo-Ampel* mit den Farben „grün“, „orange“, „rot“ und „blau“, sowie die von *Bayernwerk Netz* genutzten Kategorien „netzbelastend“ (ehemals „netzwirksam“), „netzneutral“ und „netzdienlich“ für einen Speicherbetrieb. Eine allgemein akzeptierte Definition von „Netzdienlichkeit“ gibt es nicht. Wir legen daher in diesem Abschnitt unser Verständnis von Netzdienlichkeit vor – bestehend aus einer abstrakteren qualitativen Definition und gefolgt von einem konkreten Vorschlag zur Quantifizierung der Netzwirkung von Großbatterien.

Definition. Als abstrakte Definition von Netzdienlichkeit schlagen wir vor: „Ein Netznutzer ist netzdienlich, wenn er die Netzkosten reduziert.“ Diese Definition ist auf Speicher, aber auch auf Erzeuger und Verbraucher anwendbar.

Effekte aufs Netz. Großbatterien wirken auf unterschiedliche Arten auf das Netz und damit die Netzkosten, z.B. auf die lokale Spannung. Der finanziell mit Abstand wichtigste Effekt dürfte jedoch ihre Wirkung auf den Lastfluss sein, also auf die Engpässe im Stromnetz. Engpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz werden durch Redispatch-Maßnahmen behoben.

Operationalisierung der Definition. Um unsere abstrakte Definition nutzbar und quantifizierbar zu machen, reduzieren wir sie daher auf den Einfluss auf den Redispatch. Für diese Studie betrachten wir also eine Anlage als netzdienlich, wenn sie die Redispatch-Kosten senkt. Eine Batterie kann den Bedarf an Redispatch reduzieren, erhöhen, oder unverändert lassen. Dabei ist für die Definition unerheblich, ob sich die Netzwirkung zufällig einstellt, oder ein netzdienlicher Betrieb explizit durch entsprechende Anreize herbeigeführt wurde. Diese Wirkung muss für jede Viertelstunde separat betrachtet werden, weil sich sowohl Netzsituation wie auch Batteriebetrieb im Viertelstundentakt ändert. Reduziert eine Batterie in einer Viertelstunde den Bedarf an Redispatch, nennen wir sie „entlastend“ für das Netz, andersherum „belastend“; hat sie keine Auswirkung, dann „neutral“.

Redispatch. Ist keine Leitung des Stromnetzes bis an ihre Kapazitätsgrenze ausgelastet, ist das Netz engpassfrei und Netzbetreiber müssen keine Redispatch-Maßnahmen ergreifen. Oft ist dies jedoch nicht der Fall und es bestehen Netzengpässe. Dann aktivieren Netzbetreiber positiven Redispatch in Regionen mit Stromknappheit, fahren also zusätzliche Kraftwerke hoch. Gleichzeitig werden in Regionen mit Stromüberschuss Erzeugungsanlagen heruntergefahren, z.B. Windparks abgeregelt. Dies ist negativer Redispatch. Eine Erhöhung des Stromverbrauchs ist dabei in der Netzwirkung äquivalent zu einer Drosselung der Stromerzeugung. Dabei ändert

sich die Engpassituation dynamisch, so dass in einer Region positiver Redispatch notwendig sein kann, in der kurz zuvor noch Erzeuger abgeregelt worden waren.

Batteriebetrieb. Bezieht eine Batterie Strom aus dem Netz, während gleichzeitig negativer Redispatch in der Region notwendig ist, wirkt sie netzentlastend. Durch die Entnahme kann lokaler Überschussstrom genutzt und die Abregelung von Erzeugungsanlagen vermieden werden. Andersherum belastet der Strombezug der Batterie das Netz, wenn in der Region positiver Redispatch notwendig ist – dann muss mehr Kraftwerksleistung hochgefahren werden. Insgesamt gibt es neun denkbare Kombinationen aus Batterieeinsatz (Laden, Entladen, Stillstand) und Redispatch-Bedarf (Positiv, Negativ, Keiner), in denen der Batteriebetrieb entweder netzentlastend, -belastend oder -neutral ist (Abbildung 2).

Netzwerkung eines Speichers

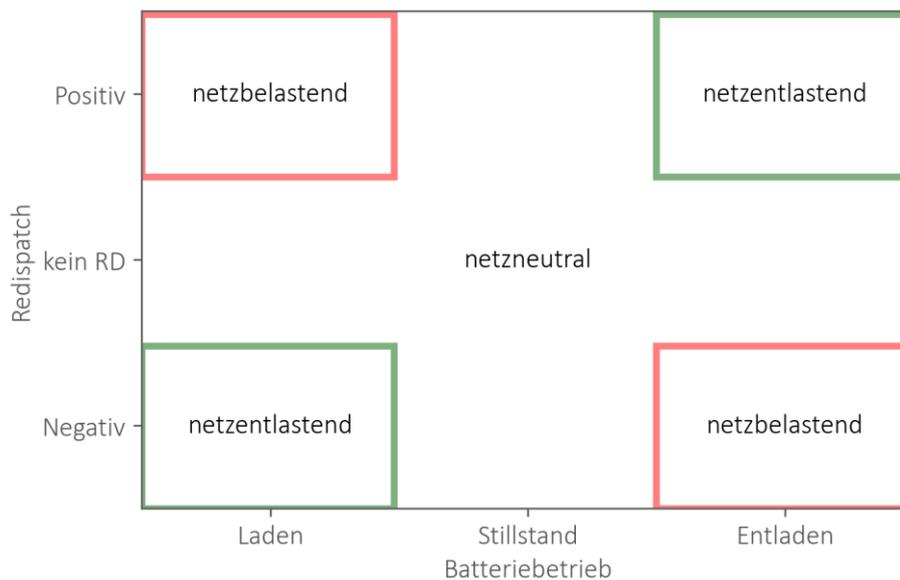


Abbildung 2: Netzwerkung eines Speichers je nach Batteriebetrieb und lokalem Redispatch-Bedarf.

Mittlere Betrachtung. Der Einfluss des Batterieeinsatzes auf den Redispatch-Bedarf kann sich dynamisch verändern: eine Batterie, die gerade noch das Netz entlastet hat, kann es wenig später bereits belasten. Dies liegt daran, dass sich sowohl der Betrieb der Batterien als auch der Netzzustand im Viertelstundentakt ändern. Die meisten Batterien werden daher weder immer netzbelastend noch immer netzentlastend sein. Wie betrachten deswegen, wie häufig über alle 35.000 Viertelstunden im Jahr eine Batterie das Netz entlastet und belastet. Eine Batterie, die übers Jahr gesehen mehr ent- als belastende Wirkung hat, bezeichnen wir auch als tendenziell netzdienlich.

Redispatch vs. Netzausbau. Strukturelle Netzengpässe können durch Redispatch oder Netzausbau adressiert werden. Der Ausbau der Netze, z.B. durch leistungsstärkere Trafos oder Leitungen, ist nur dann ökonomisch sinnvoll, wenn die notwendigen Investitionskosten unter den dadurch zu vermeidenden Redispatch-Kosten liegen. Ansonsten ist es günstiger das Netz weiterhin durch Redispatch-Maßnahmen zu entlasten. Aus diesem Grund kann eine Batterie,

die den Redispatch-Bedarf reduziert, langfristig den Netzausbau verzögern oder sogar komplett vermeiden. Bei einem effizienten Maß an Netzausbau wird das Netz nur dann ausgebaut, wenn die damit verbundenen Einsparungen durch geringere Redispatch-Kosten die Investitionskosten übersteigen. Für diesen Fall lässt sich die von uns ermittelten „eingesparten Redispatch-Kosten“ auch als „eingesparte Netzausbaukosten“ interpretieren.

Andere Technologien. Der von uns vorgeschlagene Ansatz zur Bewertung der Netzdienlichkeit von Batterien lässt sich prinzipiell auch auf andere Technologien anwenden, z.B. Erzeuger und Verbraucher. Hier lässt sich ohne weitere Berechnung die Netzwirkung oft einfach abschätzen: In einer Knappheitsregion mit überwiegend positivem Redispatch-Bedarf (z.B. im Süden Deutschlands) sind konventionelle Kraftwerke fast immer netzentlastend oder netzneutral, während Verbraucher eher netzbelastend wirken. In Überschussregionen mit viel Abregelung (z.B. im Norden Deutschlands) haben zusätzliche Verbraucher wie z.B. Elektrolyseure tendenziell eine netzdienliche Wirkung, wohingegen weitere Erzeuger, z.B. Windenergieanlagen, Netzengpässe in der Regel verstärken. Da Batterien sowohl Strom beziehen wie auch Einspeisen und zusätzlich substanziiell Regelleistung bereitstellen, bedarf die Beurteilung ihrer Netzdienlichkeit umfangreichere empirische Berechnungen.

Grenzen des Redispatch. Unsere Definition von Netzdienlichkeit konzentriert sich auf die Wirkung des Batterieeinsatzes auf den Redispatch-Bedarf. Wir gehen dabei davon aus, dass jede MWh Batteriestrom eine direkte Auswirkung auf Redispatch hat. Dabei vernachlässigen wir jedoch, dass nicht jedes Batterieverhalten auch durch Redispatch geheilt werden kann, beziehungsweise Redispatch verhindert. Wenn die Batterie beispielsweise erst kurz vor Ende des kontinuierlichen Intraday-Handels ein Handelsgeschäft tätigt, welches Netzengpässe verstärkt, bleiben Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr genügend Zeit die notwendigen Redispatch-Maßnahmen zu aktivieren. Ebenso hat auch ein kurzfristig Engpass-mindernder Batterieeinsatz keine Auswirkungen auf den Redispatch-Bedarf, da der entsprechende Redispatch-Prozess bereits einige Stunden vorher angefordert wurde und in der Regel nicht wieder annulliert werden kann.

Weitere Aspekte. Darüber hinaus spielen weitere Aspekte des Batteriebetriebs für den sicheren Netzbetrieb und die Systemstabilität eine Rolle. Insbesondere die schnelle Reaktions- und Rampenfähigkeit von Batterien kann zur Stromqualität beitragen, birgt aber auch Herausforderungen im Netzbetrieb. Dazu zählt beispielsweise die lokale Spannungshaltung, die durch häufige Wechsel zwischen Ein- und Ausspeisen der Batterie in manchen Verteilnetzgebieten erschwert wird. Außerdem bieten Großbatterien heute bereits wertvolle Systemdienstleistungen an, wie insbesondere die Regelleistung. Da die Batterien hierfür jedoch durch bestehende und funktionierende Märkte vergütet werden, berücksichtigen wir den entsprechenden Nutzen nicht bei der Berechnung der Netzwirkung, sondern rechnen sie den Markterlösen zu.

Verallgemeinerung. Die hier von uns vorgeschlagene und verwendete Definition von Netzdienlichkeit ist keineswegs die einzige denkbare und sinnvolle Definition. Man könnte Netzdienlichkeit auch noch allgemeiner definieren als „der Effekt auf die Gesamtkosten der deutschen Netzbetreiber“ – eine Batterie wäre dann also netzdienlich, wenn sie dafür sorgt, dass Netzentgelte sinken. Wir verstehen jedoch in dieser Studie unter Netzdienlichkeit die

Wirkung auf Redispatch-Kosten. Unser Ansatz ist damit anschlussfähig an andere kostenbasierte Definitionen wie bspw. jene der FfE, die gleichfalls die Wirkung auf Netzkosten ins Zentrum stellt.

2.3 ANSATZ ZUR QUANTIFIZIERUNG DER NETZWIRKUNG

Vorgehen. Wir ermitteln den Einfluss einer Großbatterie auf Redispatch-Kosten in zwei Schritten (Abbildung 3). Erst simulieren wir auf Basis einer Optimierung den viertelstundenscharfen Batteriebetrieb, also die Vermarktung der Batterie auf Day-Ahead-, Intraday- und Regelenenergiemärkten sowie den sich dadurch ergebenden physikalischen Einsatz der Batterie. Im zweiten Schritt vergleichen wir diesen Batteriebetrieb mit dem regionalen Redispatch-Bedarf, um zu ermitteln, wie sich der Speicherbetrieb auf diesen auswirkt.

Vorgehen zur Quantifizierung der Netzwirkung

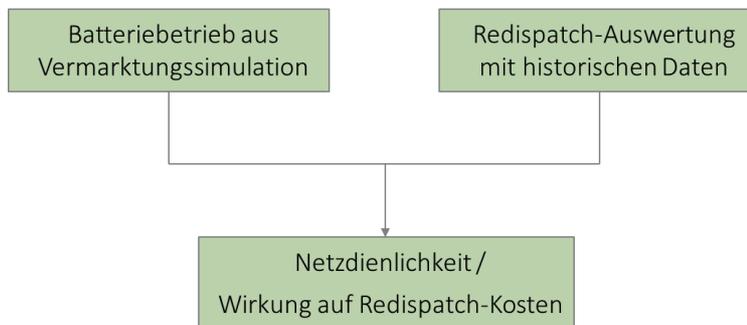


Abbildung 3: Vorgehen zur Quantifizierung der Netzwirkung in dieser Studie in zwei Schritten.

Zeitliche Auflösung. Die native zeitliche Auflösung des europäischen Strommarkt ist die Viertelstunde. So werden auch Batterieeinsatz (Fahrpläne, Bilanzkreisabrechnung) und Redispatch in 15-minütiger Auflösung bestimmt und abgerechnet. Daher betrachten wir die Netzwirkung der Batterie ebenfalls in 15-minütiger Auflösung. Dieser vereinfachte Ansatz ignoriert, dass Batterieeinsatz und Netzauslastung auch innerhalb einer Viertelstunde variieren.

Häufigkeit. Auf Basis der beiden viertelstündlichen Zeitreihen – Batterieeinsatz und regionaler Redispatch – berechnen wir, wie häufig, also in wie vielen Viertelstunden pro Jahr, die Batterie Redispatch erhöht und wie häufig Redispatch reduziert hat.

Finanzielle Bewertung. Aus Größe und Vorzeichen der Energieflüsse und den Redispatch-Kosten berechnen wir den Netz-Mehrwert der Batterie. Dabei berücksichtigen wir die eingespeisten und entnommenen Energiemengen und die Asymmetrie bei den Redispatch-Kosten: Positiver Redispatch (Hochfahren von Kraftwerken) ist pro MWh in der Regel teurer als negativer Redispatch (Abregelung von EE-Anlagen). So berechnen wir den Einfluss der Batterie auf die Redispatch-Kosten im Jahr. Dieser Wert erlaubt einen Vergleich mit dem marktlichen Mehrwert und damit ein Abwägen zwischen markt- und netzdienlichem Betrieb, wodurch ein volkswirtschaftlich effizientes Auflösen des potenziellen Zielkonflikts zwischen Batteriebetreiber und Netzbetreiber möglich wird.

3 Netzwirkung von Batterien heute

In diesem Kapitel quantifizieren wir die Netzwirkung am Beispiel von zwei Großbatterien im Norden und Süden Deutschlands. Für beide Standorte simulieren wir den Einsatz unter den aktuell geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen ohne spezifische Einschränkungen oder flexible Anschlussverträge.

3.1 SIMULATION DES BATTERIEBETRIEBS

Standorte. Der erste von uns untersuchte Standort ist der Batteriespeicher von ECO STOR in Bollingstedt, der im April 2025 am 110 kV-Hochspannungsnetz in den Regelbetrieb übergang und zu den größten realisierten Projekten Deutschlands zählt. Der Standort in Schleswig-Holstein liegt in einer Region mit hohem Windenergieaufkommen. Zum Vergleich betrachten wir zusätzlich ein hypothetisches Projekt in Plattling (Bayern), das in einem Verteilnetz mit starker Solarstrom-Einspeisung angesiedelt wäre.

Batterieparameter. Für die Simulation des Batteriebetriebs wird – unabhängig vom betrachteten Standort – die Großbatterie in Bollingstedt zugrunde gelegt. Diese hat eine installierte Leistung von 103,5 MW und eine effektiv nutzbare Kapazität von 220 MWh. Lade- und Entladeverluste nehmen wir mit 5% an und der Betrieb ist auf maximal 2,2 Zyklen pro Tag und maximal 550 Zyklen pro Jahr begrenzt. Eine Beschränkung in Form maximal erlaubter Rampen im Betrieb betrachten wir hingegen nicht.

Vermarktung. Der Batteriebetrieb wurde von ECO STOR für diese Studie bereitgestellt. Grundlage dafür ist eine viertelstündliche Simulation der Vermarktung des Speichers anhand historischer Marktpreise für das Jahr 2024. Dafür werden in einem schrittweisen modellbasierten Vorgehen die Zeitpunkte der Auktionen zur Regelleistung und im Stromhandel durchlaufen, und der Einsatz der Batterie auf Basis von Prognosen optimiert. Die Batterie wird dabei simultan und optimal unter beschränkter Voraussicht auf allen relevanten Marktsegmenten vermarktet: Day-Ahead-Auktion, Intraday-Auktionen, kontinuierlicher Intraday-Handel, Frequency Containment Reserve (FCR) und automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR). Dabei wird berücksichtigt, dass die Vorhaltung von Regelleistung die Batteriekapazität für andere Märkte einschränkt. Ergebnis der Simulation ist die Vermarktung je Segment, Erlöse, und der viertelstündliche physikalische Batteriebetrieb (Laden/Entladen in MW). Die lokale Netzsituation spielt bei der Optimierung naturgemäß keinerlei Rolle, so dass das Ergebnis der Batteriesimulation standortunabhängig ist – die Anlagen in Bollingstedt und in Plattling verhalten sich also identisch.

Ergebnis des Batteriebetriebs. Der optimierte Batteriebetrieb hat an den meisten Tagen ein ausgeprägtes Muster mit zwei Zyklen: Die Batterie lädt in der Nacht, entlädt am Morgen, lädt dann nochmals mittags und entlädt wieder am Abend (Abbildung 4). Dies spiegelt den typischen Preisverlauf über den Tag wider, der von den gängigen Schwankungen der Nachfrage und der Solarstrom-Erzeugung geprägt ist, die regelmäßig zu Änderungen der Residuallast von

50 GW und mehr im Tagesverlauf führen. Windkraft und saisonale Schwankungen der Nachfrage sorgen zwar für unterschiedliche Preisniveaus (höhere Preise in kalten, windstillen Wochen), erhalten jedoch typischerweise das Muster im Tagesverlauf, weil sie innerhalb eines Tages weniger schwanken. Die maximale Leistung der Batterie von rund 100 MW wird dabei nur relativ selten abgerufen, wie z.B. in einzelnen Abendstunden. Dies liegt daran, dass ein Großteil der Leistung als Regelleistung vermarktet wird (bis zu 80%) und nicht für den Handel zur Verfügung steht.

Standortunabhängiger Batteriebetrieb 2024

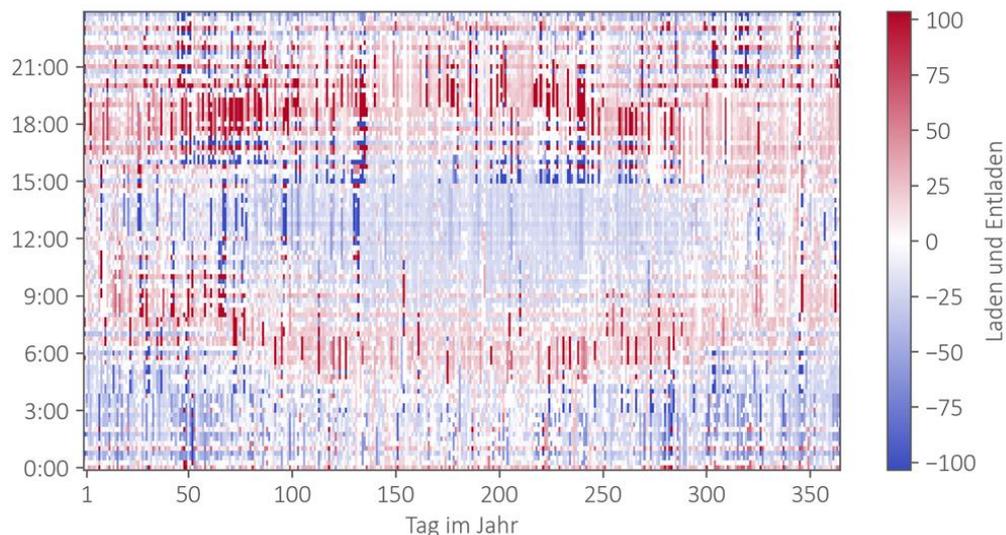


Abbildung 4: Betrieb der Batterie, die für die das Jahr 2024 für Handel und Regelleistung optimiert wurde (standortunabhängig). Erkennbar sind zwei Zyklen am Tag mit Laden in der Nacht und am Mittag, sowie Entladen am Morgen und Abend.

3.2 REDISPATCH-BEDARF

Standorte. Der Batteriebetrieb hat Auswirkung auf den Redispatch-Bedarf vor Ort. Dafür betrachten wir zwei exemplarische Speicherstandorte: Bollingstedt in Schleswig-Holstein (im Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers Schleswig-Holstein Netz) und Plattling in Bayern (Bayernwerk Netz). Der Standort Bollingstedt steht repräsentativ für Nordwest-Deutschland, wo Verteil- und Übertragungsnetz von Windenergie dominiert sind, und es in Starkwind-Situationen häufig zu Stromüberschussituationen kommt, so dass Windparks abgeregelt werden müssen. Dort kann die Großbatterie zusätzlichen Strom sowohl aus dem Verteilnetz als auch aus dem Übertragungsnetz aufnehmen und damit Redispatch verhindern. Der zweite Standort in Plattling repräsentiert die süddeutsche Perspektive und befindet sich damit auf der anderen Seite des häufigen Nord-Süd-Engpasses in Deutschland. Die dortigen Redispatch-Maßnahmen im Übertragungsnetz umfassen typischerweise das Hochfahren konventioneller Kraftwerke. Auf der Verteilnetzebene hingegen kommt es im Sommerhalbjahr außerdem regelmäßig zu Abregelungen aufgrund hoher PV-Einspeisungen.

Datengrundlage. Als Datengrundlage für den Redispatch verwenden wir die Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber auf [Netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de) sowie die abgeschlossenen Maßnahmen des Engpassmanagements der Verteilnetzbetreiber **SH Netz** und **Bayernwerk Netz**. Die veröffentlichten Redispatch-Maßnahmen sind anlagenscharf und werden von uns weiterverarbeitet.

Räumliche Aggregation. Für die Auswirkung auf das Übertragungsnetz nehmen wir an, dass Engpässe großräumig auftreten und Redispatch-Maßnahmen in der Region Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordsee (Offshore Windparks) in ihrer Lastflusssensitivität identisch sind. Dies gilt beispielsweise für den Nord-Süd-Engpass in Deutschland. Entsprechend aggregieren wir sämtliche Redispatch-Maßnahmen von Anlagen in diesen Regionen und unterstellen, dass 1 MW Batteriebetrieb im Falle von Redispatch diesen ebenfalls um 1 MW verändert. Für den Standort im Süden aggregieren wir analog die Redispatch-Maßnahmen in Bayern und Baden-Württemberg.

Übertragungsnetz. Abbildung 5 zeigt den Redispatch-Bedarf durch Netzengpässe im Übertragungsnetz in den Regionen der beiden Standorte. In Nordwest-Deutschland gibt es in der Hälfte aller Viertelstunden Redispatch. Dieser ist vorwiegend negativ (40%), manchmal jedoch auch positiv (9%). Der Redispatch weist keinen Tageszyklus auf, jedoch eine sichtbare Saisonalität mit mehr Redispatch im Winter. Die einzelnen Phasen von hohem Redispatch-Bedarf dauern oft mehrere Tage an. Saisonalität und Dauer ist dadurch zu erklären, dass der Redispatch stark von Windaufkommen geprägt ist. Im Süden wird in diesen Zeiträumen hingegen vor allem positiver Redispatch (41%) benötigt. Der selten eingesetzte negative Redispatch (6%) verteilt sich auf die Mittagszeit und tritt vor allem im Sommer verstärkt auf.

Redispatch im Übertragungsnetz im Nordwesten (links) und Süden (rechts)

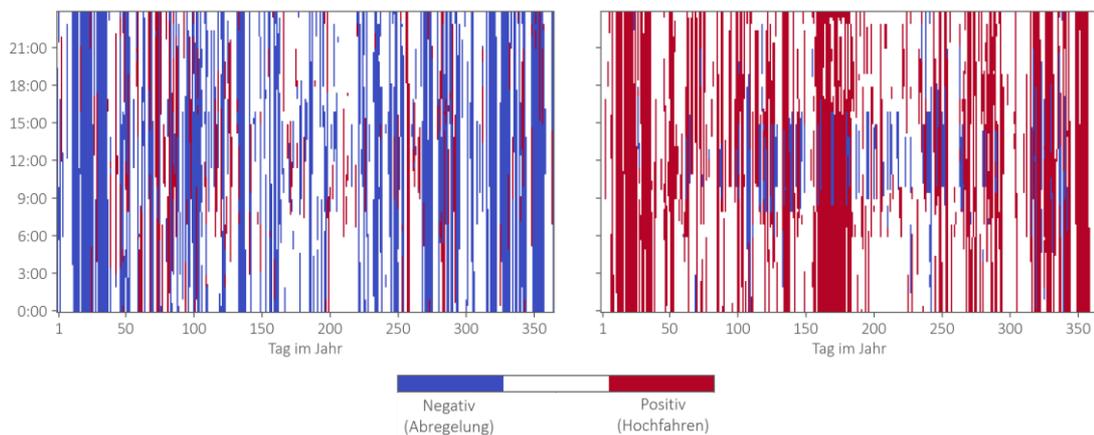


Abbildung 5: Redispatch-Bedarf auf der Übertragungsnetzebene im Jahr 2024. Im Nordwesten (links) gab es in rund der Hälfte aller Viertelstunden Redispatch, wovon der Großteil (insgesamt rund 40%) Abregelung war. Im Süden (rechts) wurden hingegen in rund 41% aller Viertelstunden Kraftwerke hochgefahren.

Verteilnetz. Redispatch ist nicht nur wegen Engpässen im Übertragungsnetz, sondern auch im Verteilnetz notwendig. Hierfür aggregieren wir Redispatch mit Ursache im Verteilnetz je Umspannwerk. An beiden Standorten ist Redispatch immer wieder notwendig, jedoch in deutlich geringerem Umfang als im Übertragungsnetz (Abbildung 6). Am Standort Bollingstedt ist in

etwa 2% aller Viertelstunden eine Abregelung erforderlich. In Plattling ist Redispatch mit einem Anteil von etwa 5% etwas häufiger. Hier handelt es sich nahezu ausschließlich um PV-bedingte Abregelungen rund um die Mittagszeit im Sommerhalbjahr. Verteilnetzbetreiber schalten in der Regel nur Erzeugungsanlagen ab, weshalb kein positiver Redispatch gemeldet wird.

Redispatch im Verteilnetz für Bollingstedt (links) und Plattling (rechts)

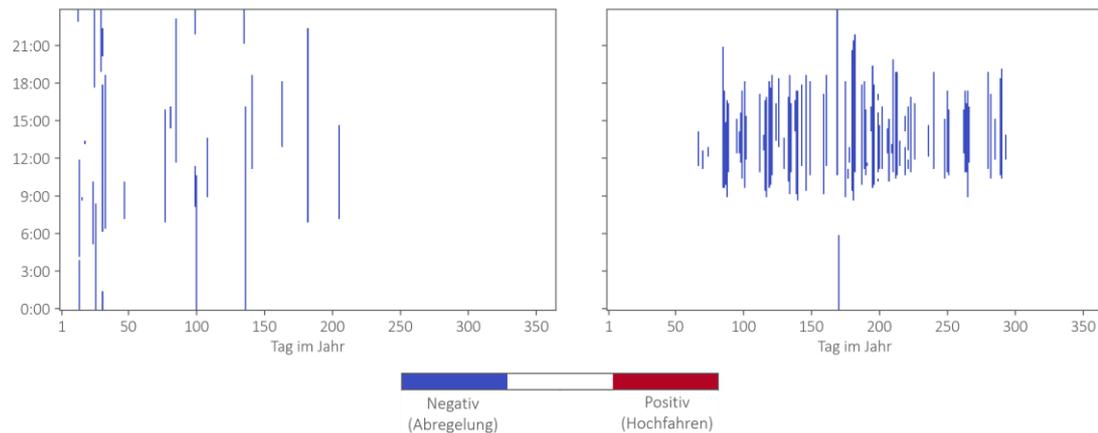


Abbildung 6: Am Standort Bollingstedt (links) gab es 2024 in rund 2% der Viertelstunden Abregelung, die durch Engpässe im Verteilnetz ausgelöst wurden. Die Abregelung erfolgte überwiegend in der windreichen ersten Jahreshälfte. In Plattling (rechts) fand mehr Abregelung statt (5%). Vor allem in den Mittagsstunden im Sommer wurde abregelt, als hohe PV-Einspeisung das Netz belastete. In beiden Netzgebieten wurde kein positiver Redispatch aktiviert.

3.3 ERMITTLUNG DER NETZWIRKUNG

Netzwerkung. Der Vergleich von Batteriebetrieb- und Redispatch-Zeitreihen ermöglicht die Bestimmung der Zeiträume, in denen die Batterie das Netz be- oder entlastet. Abbildung 7 zeigt die Häufigkeit dieser Zustände für die beiden betrachteten Standorte im Nordwesten und Süden von Deutschland. Im Norden liegt der Anteil der netzentlastenden Viertelstunden bei rund 24%, der Anteil netzbelastender bei etwa 20%. Die Batterie entlastet das Netz also etwas häufiger als sie es belastet. Im Süden ist es andersherum: Hier steht eine Entlastung in 21% der Viertelstunden einer Belastung in 22% gegenüber. Batterien im Norden wie im Süden belasten also in einzelnen Viertelstunden durchaus das Stromnetz – in anderen Viertelstunden entlasten sie es allerdings. Übers Jahr gerechnet sind beide Situationen praktisch gleich häufig. Es ist also nicht so, dass man Batterien generell als dienlich oder belastend für das Netz bezeichnen kann. Es ist auch nicht so, dass Batterien im Norden (oder im Süden) übers Jahr gesehen nennenswerte Unterschiede in ihrer Netzwerkung aufweisen. Einen „netzdienlichen Batteriestandort“ gibt es also in diesem Sinne nicht.

Zeiträume mit Netzentlastung & -belastung im Nordwesten (links) und Süden (rechts)

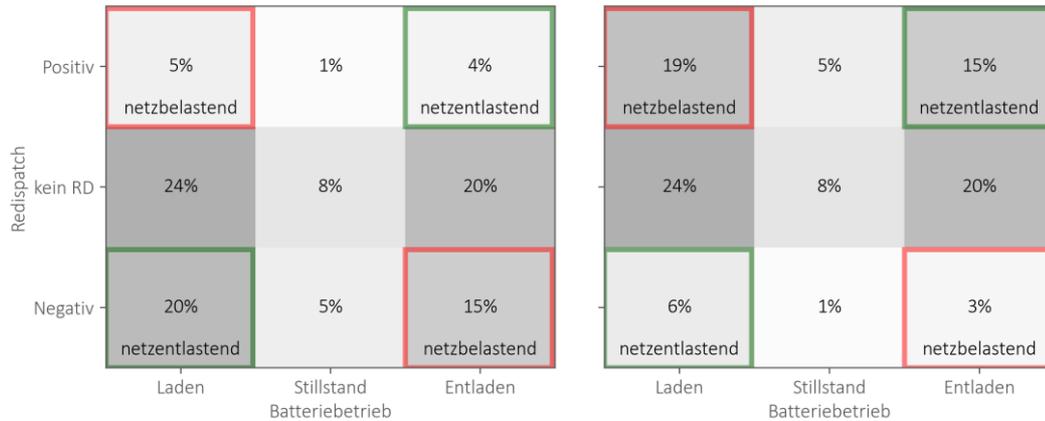


Abbildung 7: Im Jahr 2024 hat eine marktlich betriebene Batterie im Nordwesten Deutschlands das Stromnetz in 24% der Zeit entlastet und in 20% belastet. Im Süden Deutschlands liegt die Entlastung mit 21% leicht unter der Belastung von 22%. Insgesamt gleichen sich die Zeiträume mit Netzentlastung und -belastung weitestgehend aus.

Erklärung. Dieses Ergebnis lässt sich durch das Zusammenspiel von Batteriebetrieb und Redispatch-Mustern erklären. Aufgrund der typischen Tagesmuster von Stromverbrauch und Solarerzeugung fährt die Batterie häufig zwei Zyklen am Tag: nachts-morgens und mittags-abends. Der Redispatch-Bedarf ist dagegen häufig von der Windeinspeisung abhängig, deren Schwankungen langanhaltender sind. Oft hält der Redispatch-Bedarf für viele Stunden oder gar mehrere Tage an, dann ist das Übertragungsnetz wieder für einen längeren Zeitraum engpassfrei. Während eines windigen Tages mit Abregelungsbedarf im Nordwesten Deutschlands entlastet die Batterie das Netz beim Laden nachts und mittags, weil sie überschüssigen Strom aufnimmt, der sonst abgeregelt werden müsste. Morgens und abends verursacht die Netzeinspeisung zusätzliche Abregelung in der Region. Insgesamt gleichen sich Phasen der Netzbelastung und -entlastung weitgehend aus.

3.4 ÖKONOMISCHE BEWERTUNG

Ökonomische Bewertung. Ein Nutzen für das Netz ergibt sich, wenn sich der Redispatch-Bedarf durch den Batteriebetrieb reduziert. Um eine Abschätzung der finanziellen Implikationen vorzunehmen, gehen wir von durchschnittlichen Kosten von 100 €/MWh für positiven und 80 €/MWh für negativen Redispatch aus. Daraus berechnen wir die eingesparten Redispatch-Kosten pro Jahr. Dafür nehmen wir einen marginalen Einfluss des Batteriebetriebs auf den Engpass an. Die Einsparungen beim Redispatch stellen den netzseitigen Mehrwert dar und ermöglichen eine Verrechnung mit dem Markt-Mehrwert, der sich aus den Markterlösen im Stromhandel und für Regelleistung zusammensetzt.

Redispatch-Veränderung. Abbildung 8 zeigt die verhinderten und zusätzlichen Redispatch-Kosten, die durch den Batteriebetrieb verursacht werden. Im Norden können in den Viertelstunden mit netzentlastendem Batteriebetrieb rund 44 €/kW (pro Jahr) eingespart werden. Der zusätzliche Redispatch-Bedarf durch netzbelastenden Betrieb kostet hingegen 38 €/kW,

so dass ein Netz-Mehrwert von rund 6 €/kW entsteht. Trotz mehr netzbelastender Viertelstunden haben Großbatterien auch im Süden einen Nutzen, der mit 3 €/kW jedoch etwas geringer ausfällt als im Norden.

Redispatch-Veränderung

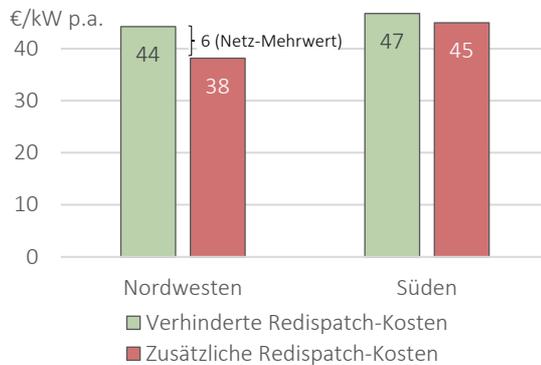


Abbildung 8: Redispatch-Veränderung des Betriebs der Großbatterie im Norden und Süden. An beiden Standorten gibt es einen leichten Rückgang der Netto-Redispatch-Kosten. Verhinderter und zusätzlicher Redispatch sind allerdings ähnlich hoch.

Volkswirtschaftl. Wertschöpfung

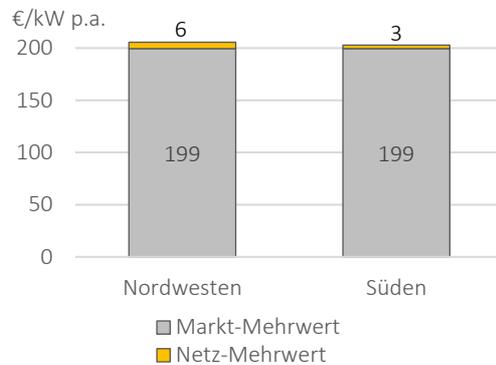


Abbildung 9: Die volkswirtschaftliche Wertschöpfung von Großbatterien setzt sich aus dem Mehrwert für die Strommärkte (Handel und Regelleistung) und dem Mehrwert für das Netz zusammen. Der Mehrwert für die Strommärkte überwiegt deutlich.

Volkswirtschaftliche Wertschöpfung. Der positive Nutzen für das Netz entsteht, obwohl Batteriebetreiber keinen finanziellen Anreiz für netzdienliches Verhalten erhalten und ausschließlich auf (deutschlandweite) Marktsignale reagieren. Der Nutzen für das Netz ist also rein zufällig und nicht systematisch. Im Vergleich dazu liegt der am Markt erzielte Mehrwert, der in Form von Markterlösen an die Batteriebetreiber vergütet wird, mit 199 €/kW (standortunabhängig) um Größenordnungen über dem Netz-Mehrwert (Abbildung 9). Letzterer stellt als reine Externalität lediglich einen sehr kleinen volkswirtschaftlichen Nutzen dar.

3.5 ENGPÄSSE IM VERTEILNETZ

Netzebenen. Engpässe können im Übertragungs- oder Verteilnetz auftreten. Eine Batterie hat also eine unabhängige Wirkung auf die Engpässe in beiden Netzebenen. Die Auswertung der Netzwirkung nach Netzebene (Abbildung 10) zeigt Unterschiede zwischen den Standorten im Norden und Süden. Im Norden sind die Netzwirkungen auf Übertragungsnetz und Verteilnetz ähnlich und gleichzeitig, da in beiden Ebenen vorrangig Windenergie abgeregelt wird. Die Batterie wirkt hier insgesamt leicht netzdienlich oder netzneutral. Im Süden hingegen unterscheiden sich die Ebenen deutlicher: Im Übertragungsnetz ist zusätzliche Einspeisung erforderlich, während im Verteilnetz vor allem PV-Anlagen mittags abgeregelt werden. Gerade im Verteilnetz verhalten sich Batteriespeicher entsprechend netzdienlich und können Netzengpässe reduzieren, da sie aufgrund der günstigen Großhandelspreise zu diesem Zeitpunkt einspeichern. Im Übertragungsnetz dagegen ist die Wirkung tendenziell nicht netzdienlich. Da der Redispatch-Bedarf im Übertragungsnetz jedoch an beiden Standorten insgesamt wesentlich größer ist als im Verteilnetz, überwiegt dessen Einfluss auf die Gesamtwirkung.

Redispatch-Veränderung nach betrachteten Netzebenen

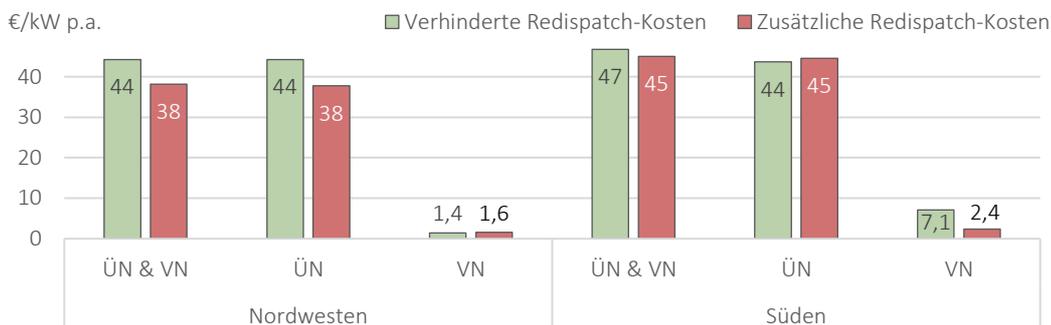


Abbildung 10: Redispatch-Veränderung des Betriebs der Großbatterie im Norden und Süden im Übertragungs- und Verteilnetz. Aufgrund der vielen Engpässe ist die Netzwirkung im Übertragungsnetz deutlich höher. Der Netznutzen ist nicht die Summe der Netzwirkungen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene, da die Batterie in einer Viertelstunde z. B. einen gegenteiligen Effekt auf Netzengpässe im Verteil- und Übertragungsnetz haben kann.

Verallgemeinerung der Ergebnisse. Die Analyse verdeutlicht, dass die Wirkung von Großbatterien auf Engpässe im Verteilnetz von der spezifischen Auslegung und Last-/Erzeugungsstruktur des jeweiligen Netzes ab. Qualitativ lassen sich vier typische Ausprägungen unterscheiden:

- Typ 1: Klassische Lastnetze – z. B. urbane Netze mit Engpässen bei hoher Abend- oder Mittagslast. In diesen Netzen dürften wegen der Korrelation von Last und Strompreisen im Tagesverlauf Batterien tendenziell entlastend wirken.
- Typ 2: Solar-dominierte Netze, in denen es zusätzlich mittags zu auslegungsrelevanter Rückspeisung kommt. Hier dürften Batterien entlastend wirken, wie auch unsere Modellierung zeigt (Standort Plattling).
- Typ 3: Winddominierte Netze mit Rückspeise-Engpässen bei Starkwind. Weil Winderzeugung und Tages-Preisprofile weitgehend unkorreliert sind, ist die Netzwirkung hier im Schnitt tendenziell neutral, wie auch unsere Modellierung zeigt (Standort Bollingstedt).
- Typ 4: Zukünftige Netze, in denen flexible Lasten dominieren, die auf den Strompreis reagieren (inkl. Großbatterien). Dominieren Batterien bereits ein Netz, dürften weitere Investitionen in Batterien das Netz zusätzlich belasten.

3.6 SENSITIVITÄTEN

Sensitivitäten. Um die Robustheit der Netzwirkung von Großbatterien zu untersuchen, betrachten wir zusätzlich zwei Sensitivitäten. Zunächst führen wir die Analyse noch einmal mit den Marktpreisen und dem Redispatch aus dem Jahr 2023 durch. Anschließend testen wir den Einfluss verschiedener Vermarktungsstrategien für die Großbatterie.

Redispatch-Veränderung nach Jahren

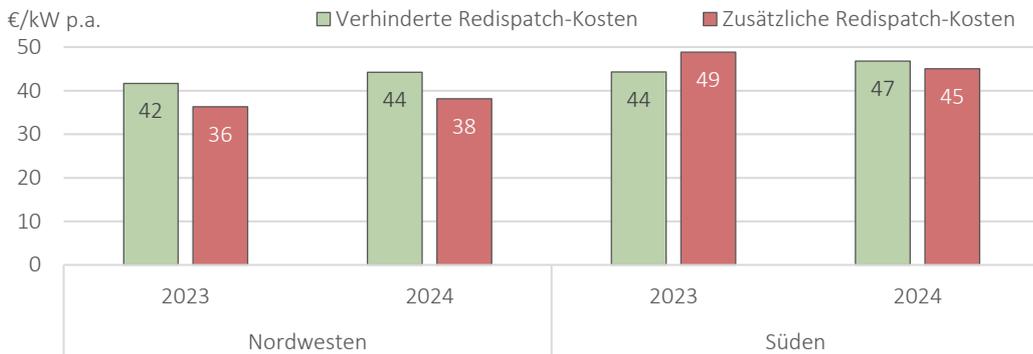


Abbildung 11: Redispatch-Veränderung des Betriebs der Großbatterie im Nordwesten und Süden im Jahr 2023 im Vergleich zum Jahr 2024 (Referenz). Im Nordwesten ähneln sich die Veränderungen des Redispatches auf einem leicht niedrigeren Niveau. Im Süden führt der Batteriebetrieb hingegen zu einer Netto-Erhöhung des Redispatches.

Redispatch-Veränderung im Jahr 2023. Die Netzdienlichkeit der Großbatterie zeigt sich auch im Jahr 2023 weitgehend robust gegenüber der Referenz 2024 (Abbildung 11). Im Nordwesten bleibt die Redispatch-Veränderung nahezu unverändert. Sowohl der verhinderte als auch der zusätzliche Redispatch sinken um 2 €/kW auf ein etwas niedrigeres Niveau. Im Süden hingegen verschiebt sich die Bilanz leicht ins Negative: Da im Verteilnetz in Plattling 2023 deutlich weniger Redispatch-Maßnahmen erforderlich waren, überwiegt die leicht netzbelastende Wirkung auf der Übertragungsnetzebene.

Volkswirtschaftliche Wertschöpfung nach Jahren

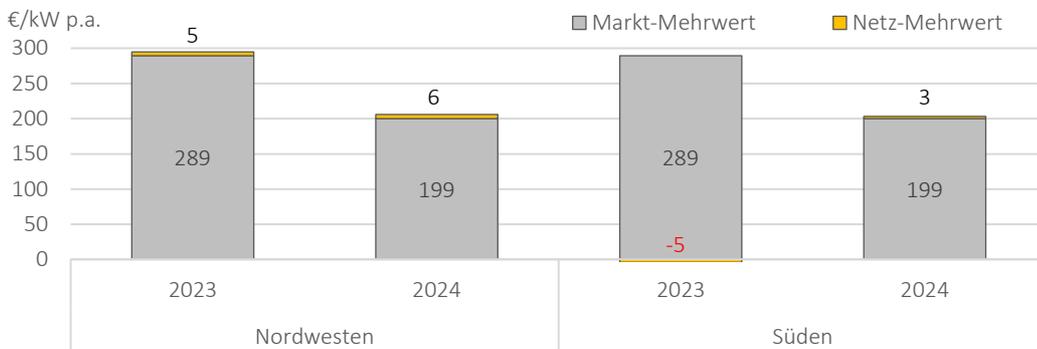


Abbildung 12: Volkswirtschaftliche Wertschöpfung des Betriebs der Großbatterie im Nordwesten und Süden im Jahr 2023 im Vergleich zum Jahr 2024 (Referenz). Die Wertschöpfung wird nahezu vollständig durch die Erlöse am Markt geprägt. Der Rückgang dieser im Jahr 2024 aufgrund sinkender Regelleistungspreise überwiegt dem Netz-Mehrwert. Der leicht negative Netz-Mehrwert im Süden fällt entsprechend volkswirtschaftlich kaum ins Gewicht.

Volkswirtschaftliche Wertschöpfung im Jahr 2023. Auch die Struktur der volkswirtschaftlichen Wertschöpfung der Großbatterie bleibt 2023 fast vollständig durch den Markt-Mehrwert bestimmt (Abbildung 12). Die höheren Regelleistungspreise führen zu höheren Erlösen am Markt (289 €/kW). Der Netz-Mehrwert im Nordwesten fällt gering positiv und im Süden gering negativ aus. Aus volkswirtschaftlicher Sicht bleibt die Netzwirkung – positiv wie negativ und unabhängig vom Standort – jedoch vernachlässigbar.

Vermarktungsstrategien. Sämtliche gezeigten Ergebnisse basieren auf einem Referenzszenario (DA+ID+RL), das die aktuell marktübliche Vermarktung von Batteriespeichern abbildet – bestehend aus der Teilnahme an Day-Ahead- und Intraday-Auktionen, dem kontinuierlichen Intraday-Handel sowie der Bereitstellung von Regelleistung (FCR und aFRR). Da der Regelleistungsmarkt jedoch im Vergleich zu den Energiehandelsmärkten deutlich kleiner ist und mit steigendem Zubau an Großbatterien künftig unter zunehmenden Erlösdruck geraten dürfte, erscheint insbesondere der Day-Ahead-Markt als langfristig robuste Vermarktungsoption. Vor diesem Hintergrund untersuchen wir, wie sich alternative Vermarktungsstrategien – wie etwa eine reine Day-Ahead-Vermarktung (DA) oder eine Kombination aus Day-Ahead- und Intraday-Handel ohne Teilnahme am Regelleistungsmarkt (DA+ID) – auf den netzdienlichen Betrieb der Batterie auswirken können.

Redispatch-Veränderung nach Vermarktungsstrategie

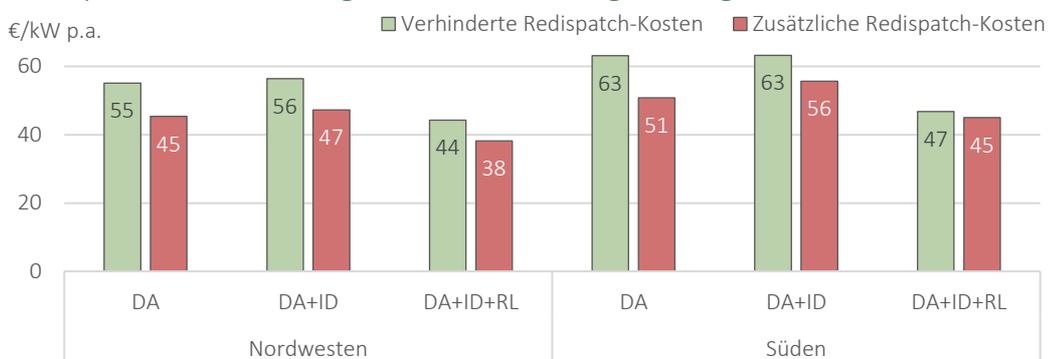


Abbildung 13: Redispatch-Veränderung des Betriebs der Großbatterie im Nordwesten und Süden je nach Vermarktungsstrategie. Alle betrachteten Vermarktungsstrategien führen zu einer Netto-Kostenreduktion vom Redispatch. Die Vorhaltung von Regelleistung (RL) führt zu weniger Energiedurchsatz der Batterie, wodurch die Auswirkungen auf den Redispatch im Vergleich zum reinen Stromhandel im Day-Ahead- (DA) und Intraday-Markt (ID) geringer ausfallen.

Stromhandel. Wird die Batterie nicht für die Vorhaltung von Regelleistung, sondern lediglich im Stromhandel eingesetzt, steigt die physikalisch durchgespeicherte Energiemenge an. Dies bedeutet gleichermaßen, dass der Batteriebetrieb mehr in Zeiträume mit Redispatch-Bedarf fällt und diesen ansteigen lässt. Die höheren Veränderungen bei den Redispatch-Kosten für die Vermarktungsstrategien ohne Regelleistung verdeutlichen dies (Abbildung 13).

Fazit. Zwar ist der Markterlös der Batterie von der gewählten Vermarktungsstrategie (wie auch vom Jahr) abhängig, die Wirkung aufs Netz ist jedoch bemerkenswert robust (Abbildung 14). Mit allen betrachteten Vermarktungsstrategien gibt es sowohl im Norden als auch im Süden eine leichte Netto-Redispatch-Kostenersparnis (Netz-Mehrwert). Gemessen an dem Markt-Mehrwert ist der Mehrwert der Großbatterie im Netz heute jedoch verschwindend gering (wenn auch positiv). Dies gilt selbst im Falle einer reinen Day-Ahead-Vermarktung, in der weniger als die Hälfte der Erlöse der heute gängigen Vermarktung erzielt werden können.

Volkswirtschaftliche Wertschöpfung nach Vermarktungsstrategie

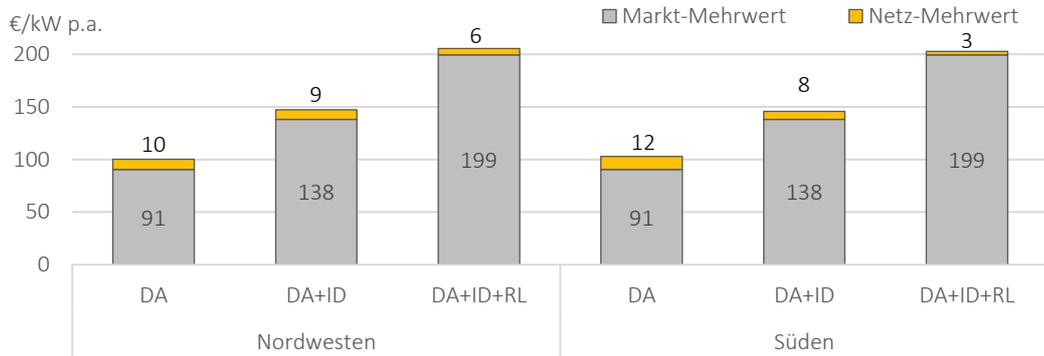


Abbildung 14: Volkswirtschaftliche Wertschöpfung des Betriebs der Großbatterie im Nordwesten und Süden je nach Vermarktungsstrategie. Die Wertschöpfung wird nahezu vollständig durch die Vermarktungsstrategie bestimmt. Wird eine Batterie in der Regelleistung vermarktet, so ist der Markt-Mehrwert nahezu doppelt so hoch wie bei einer reinen Day-Ahead-Vermarktung. Der Netz-Mehrwert ist deutlich untergeordnet.

4 Instrumente für netzdienliches Verhalten

Instrumente. Zwar reduzieren Großbatterien nach unseren Analysen bereits heute die Redispatch-Kosten und entlasten so das Stromnetz, jedoch ist dieser Beitrag klein – und kleiner als er sein könnte. Der deutschlandweite Strommarkt ohne lokale Signale bietet keine systematischen Anreize für netzdienliches Verhalten. Wie kann man das Beste aus Batterien herausholen und durch gezielte Anreize netzdienliches Verhalten fördern? Dazu untersuchen wir in diesem Abschnitt drei unterschiedliche Ansätze und bewerten deren Potenzial zur Verbesserung der Netzdienlichkeit im Vergleich zum Status quo (Tabelle 1).

Tabelle 1. Die modellierten Fälle mit dem Status quo als Referenz und drei untersuchten Instrumenten

Fall	Beschreibung	Höhe
Status Quo	-	-
Statisches Netzentgelt	Arbeitspreis bei Entnahme aus dem Netz sowie fixer jährlicher Leistungspreis	5,5 ct/kWh 16,2 €/kW p.a.
Dynamische Leitplanke	Verbot von netzbelastendem Betrieb	-
Redispatch-Preissignal	Viertelstündlich variabler Arbeitspreis bei Entnahme und Einspeisung je nach Redispatch-Situation	Für Netzbezug: -8 ct/kWh (negativer Redispatch), 0 ct/kWh (kein Redispatch), 10 ct/kWh (positiver Redispatch) (Jeweils umgekehrte Vorzeichen für Einspeisung)

4.1 UNTERSUCHTE INSTRUMENTE

Statisches Netzentgelt. Das heute überwiegend verwendete Netzentgeltmodell basiert auf einem konstanten Arbeitspreis und einem jährlichen Leistungspreis. Großbatterien sind bislang davon ausgenommen. In einem ersten Schritt wenden wir dieses System testweise auf den Batteriebetrieb an. Dabei zeigt sich: Der Arbeitspreis wird beim Einspeichern der Batterie fällig – also zu dem Zeitpunkt, zu dem sie Energie aus dem Netz aufnimmt. Diese Ausgestaltung hat zwei wesentliche Nachteile. Erstens reduziert sie die Wirtschaftlichkeit der Batterie erheblich und senkt dadurch die erzielbare Wohlfahrt – was sich langfristig auch in geringeren Netzentgelteinnahmen widerspiegelt. Zweitens zeigt unsere Simulation, dass der Arbeitspreis kaum Einfluss auf das netzdienliche Verhalten der Batterie hat. Ökonomisch betrachtet handelt es sich daher um ein ineffizientes und verzerrendes Preissignal, das die gewünschten Lenkungswirkungen verfehlt und aus ordnungspolitischer Sicht nicht empfehlenswert ist. Für die

Analyse unterstellen wir einen einheitlichen Arbeitspreis von 5,5 ct/kWh, orientiert am aktuellen Übertragungsnetzpreis – da die Werte auf Verteilnetzebene regional und von Jahr zu Jahr stark schwanken. Ergänzend berücksichtigen wir einen jährlichen Leistungspreis von 16,2 €/kW (RLM-Tarif, SH Netz), der an den Netzbetreiber abgeführt wird, jedoch keinen Einfluss auf die operative Fahrweise der Batterie hat. Anpassungen in der Dimensionierung der Batterie durch den Leistungspreis werden im Modell nicht betrachtet.

Dynamische Leitplanke. Die dynamische Leitplanke ist ein regulatorisches Instrument, das den netzbelastenden Betrieb von Großbatterien untersagt, ohne gleichzeitig netzdienliches Verhalten aktiv zu belohnen. Konkret wird für jede Viertelstunde geprüft, ob am geplanten Standort ein Redispatch-Bedarf im Übertragungs- oder Verteilnetz besteht. Liegt ein Engpass vor, darf die Batterie nicht in einer Weise betrieben werden, die diesen verschärfen würde. Gibt es entgegengesetzte Signale zwischen den Netzebenen, wird das Signal des unterlagerten Verteilnetzes vorrangig behandelt. In unserer Modellierung führt diese Regel dazu, dass die Batterie entsprechend in etwa der Hälfte der Zeit in eine Richtung (Be- oder Entladung) eingeschränkt ist. Die Information über etwaige Einschränkungen erhält der Betreiber bereits am Vortag, sodass der Fahrplan insbesondere im Regelleistungsmarkt entsprechend angepasst werden kann. Wichtig ist: Netzdienliches Verhalten in die entgegengesetzte Richtung wird nicht vergütet. Die Batterie optimiert sich außerhalb der Einschränkungen weiterhin vollständig marktlich. Die dynamische Leitplanke wirkt damit primär als Schutzinstrument für das Netz, nicht aber als aktives Anreizsystem für netzdienliches Verhalten.

Redispatch-Preissignal. Das Redispatch-Preissignal ist ein dynamisches, wirtschaftlich ausgerichtetes Instrument zur gezielten Förderung netzdienlichen Verhaltens. Anders als die Leitplanke setzt es nicht auf Einschränkung, sondern auf ökonomische Anreize: Liegt positiver Redispatch-Bedarf vor, steigt der Strompreis am betroffenen Standort um 100 €/MWh; bei negativem Redispatch sinkt er um 80 €/MWh. Für Speicher entsteht dadurch ein finanzieller Anreiz, in Engpassituationen gezielt netzdienlich zu agieren – etwa durch Entladung bei positivem Redispatch-Bedarf, oder durch die Vermeidung von Einspeicherung in diesen Momenten. Das Preissignal verändert dabei das bestehende Marktsignal gezielt in Richtung netzdienlicher Betriebsweisen, ohne die Teilnahme an Day-Ahead-, Intraday- oder Regelleistungsmärkten einzuschränken. Eine technische Umsetzung könnte über ein dynamisches Sondernetzentgelt erfolgen, das die Anreize in Form eines variablen Arbeitspreises abbildet. So entstehen zusätzliche Erlöse für netzdienlichen Betrieb – und damit ein direkter volkswirtschaftlicher Nutzen.

4.2 BATTERIEBETRIEB

Batteriebetrieb. Die Anwendung der drei untersuchten regulatorischen Instrumente verändert den Betrieb der Großbatterie (Abbildung 15). Der konstante Arbeitspreis beim statischen Netzentgelt (links) reduziert die Attraktivität von Arbitragegeschäften, was zu einer geringeren Zahl an Speicherzyklen führt und tendenziell den Fokus auf die Regelleistungsbereitstellung verschiebt. Die dynamische Leitplanke (Mitte) lässt zwar grundsätzlich ein marktliches Optimierungsverhalten zu, unterbricht dieses jedoch regelmäßig bei lokalem Engpassbedarf – was

sich in teils längeren Betriebsunterbrechungen äußert. Das Redispatch-Preissignal (rechts) hingegen beeinflusst die Marktbewertung durch gezielte Preissignale bei Netzengpässen und führt so zu einer netzdienlicheren Fahrweise, ohne dabei den wirtschaftlichen Betrieb (vgl. Abbildung 4) fundamental zu beeinträchtigen.

Batteriebetrieb mit Instrumenten (Bollingstedt)

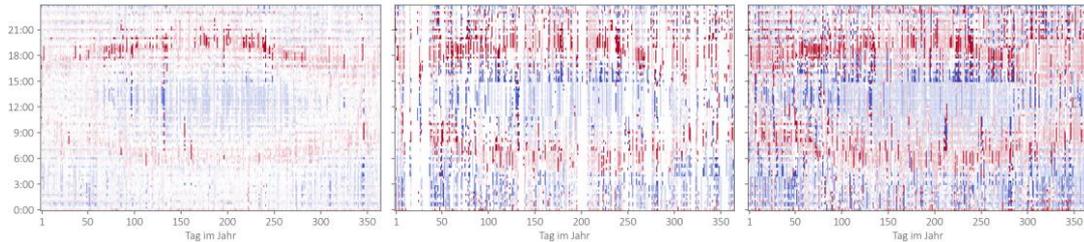


Abbildung 15: Batteriebetrieb optimiert für die das Jahr 2024 für Stromhandel und Regelleistung unter Berücksichtigung der Instrumente am Standort Bollingstedt. Bei allen Instrumenten sind zwei Zyklen am Tag erkennbar. Beim statischen Netzentgelt (links) ist der Betrieb jedoch stark eingeschränkt. Bei der dynamischen Leitplanke (Mitte) steht die Batterie in einzelnen Zeiträumen still. Der Betrieb mit Redispatch-Preissignal (rechts) ähnelt dem reinen Marktbetrieb am stärksten.

Netzdienlichkeit. Die Häufigkeitsverteilung von Batteriebetrieb und Redispatch (Abbildung 16) zeigt bereits deutliche Unterschiede der betrachteten Instrumente auf. Während das statische Netzentgelt den Speicherbetrieb sichtbar einschränkt, führt es nur zu einem begrenzten Anteil netzentlastender Einsätze – gleichzeitig treten trotz reduzierter Fahrweise weiterhin netzbelastende Situationen auf. Die dynamische Leitplanke wirkt hingegen effektiv gegen netzbelastendes Verhalten, verhindert es vollständig, geht jedoch mit einer sehr hohen Stillstandsrate einher und führt insgesamt kaum zu aktiver Netzentlastung. Das Redispatch-Preissignal hingegen sorgt für eine spürbare Verbesserung der Netzdienlichkeit: Der Anteil netzentlastender Einsätze übersteigt den netzbelastenden deutlich, die Batterie „arbeitet“ damit zunehmend im Sinne des Gesamtsystems.

Zeiträume mit Netzentlastung und -belastung mit Instrumenten

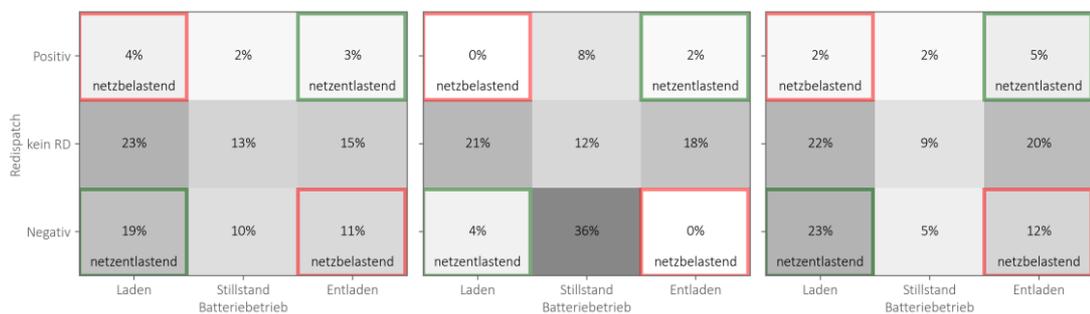


Abbildung 16: Häufigkeitsverteilung von Batteriebetrieb und Redispatch für den Standort Bollingstedt und die betrachteten Instrumente: Statisches Netzentgelt (links), dynamische Leitplanke (Mitte) und Redispatch-Preissignal (rechts).

4.3 REDISPATCH UND WERTSCHÖPFUNG

Redispatch-Veränderung. Wie der vorangehende Abschnitt zeigt, verändern die drei Instrumente den Batteriebetrieb. Dies führt auch zu einer deutlich veränderten Netzwirkung und dem benötigten Redispatch (Abbildung 17).

Redispatch-Veränderung nach Instrument

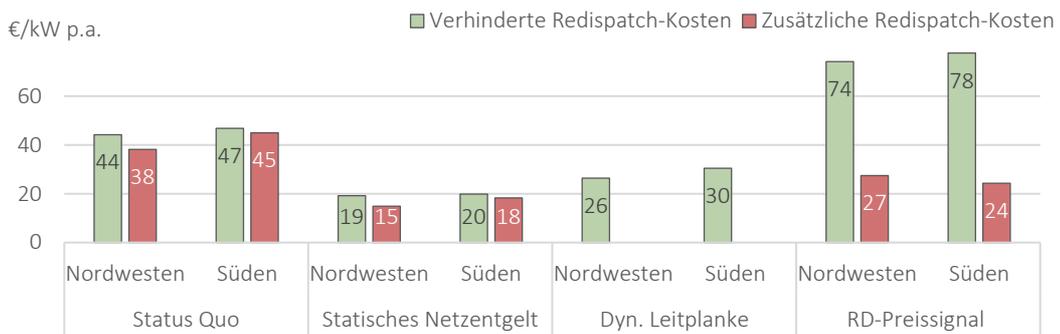


Abbildung 17: Redispatch-Veränderung der Instrumente für die Standorte im Norden und Süden. Alle betrachteten Instrumente führen zu einer Reduktion der zusätzlich verursachten Redispatch-Kosten. Lediglich das Redispatch-Preissignal verhindert jedoch auch den Redispatch bereits bestehender Engpässe.

Statisches Netzentgelt. Durch die stark marktverzerrende Wirkung beim statischen Netzentgelt gehen durch weniger Betriebsstunden auch die Energieflüsse in Engpasssituationen zurück. Die Auswirkungen des Batteriebetriebs auf den Redispatch sinken auf weniger als die Hälfte wie unter den Status-quo-Bedingungen. Außerdem bleibt der Beitrag zur Netzentlastung beim statischen Netzentgelt weiterhin gering – eingesparte und zusätzlich verursachte Redispatch-Kosten halten sich sowohl im Nordwesten als auch im Süden nahezu die Waage, sodass die Netto-Redispatch-Ersparnis gegenüber dem Status quo sogar leicht sinkt. Ein statisches Netzentgelt ist somit kein systematisches Instrument zur Steigerung der Netzdienlichkeit.

Dynamische Leitplanke. Eine deutlich positive Netzwirkung lässt sich hingegen mit dynamischen Instrumenten erzielen, die die gegenwärtige Netzsituation berücksichtigen. Dazu zählt die dynamische Leitplanke, die netzbelastendes Verhalten effektiv unterbindet und zusätzliche Redispatch-Maßnahmen ausschließt. Durch die zum Teil länger andauernden Engpasssituationen im Übertragungsnetz kommt es jedoch dazu, dass die Batterie den Betrieb für einen längeren Zeitraum einstellen muss, wodurch auch die Phasen mit netzentlastendem Betrieb reduziert werden. Eine Batterie, die z.B. in einer Starkwindsituation im Norden an einem Abend nicht ausspeichern darf, kann in der Nacht auch keinen Überschuss mehr aufnehmen. Im Vergleich zum Status quo gehen entsprechend auch die verhinderten Redispatch-Kosten um mehr als ein Drittel zurück.

Redispatch-Preissignal. Ein weiteres Instrument, welches die Netzsituation dynamisch berücksichtigt ist das Redispatch-Preissignal. Im Gegensatz zur Leitplanke wird aus einer Engpasssituation jedoch keine Einschränkung für den Betrieb abgeleitet, sondern ein monetärer Anreiz gesetzt. Dieser führt zu einer gezielten Mobilisierung von netzdienlicher

Flexibilität. Während die Batterie durchaus noch zusätzlichen Redispatch verursacht, sinkt dieser jedoch im Vergleich zum Status quo deutlich. Gleichzeitig werden jedoch auch mehr Redispatch-Maßnahmen verhindert, so dass sich die Netto-Redispatch-Ersparnis gegenüber der Leitplanke nahezu verdoppelt.

Volkswirtschaftliche Wertschöpfung. Die drei Instrumente unterscheiden sich nicht nur in ihrer Wirksamkeit, Anreize für eine netzdienliche Fahrweise zu setzen, sondern auch darin, wie stark sie die Batterie im Marktbetrieb einschränken. Dies wird ersichtlich, wenn man die volkswirtschaftliche Wertschöpfung der Batterie unter den drei Instrumenten vergleicht, also die Summe aus Markterlösen und Netzwirkung (Abbildung 18).

Volkswirtschaftliche Wertschöpfung nach Instrument

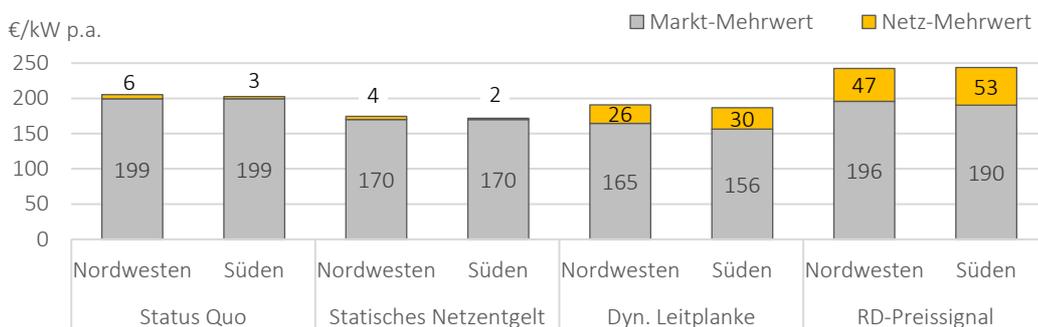


Abbildung 18: Volkswirtschaftliche Wertschöpfung durch Markt- und Netz-Mehrwert der betrachteten Instrumente im Norden und Süden. Statisches Netzentgelt und dynamische Leitplanke reduzieren die Wertschöpfung durch die Einschränkung der Batterie-Vermarktung, wohingegen das weitergegebene Redispatch-Preissignal zu einer Erhöhung führt.

Statisches Netzentgelt. Weil das statische Netzentgelt die Kosten des Ladens erhöht, fahren Batterien ihren Betrieb zurück, so dass sie weniger Mehrwert am Markt schaffen. Weil solche Netzentgelte außerdem auch nicht die Netzdienlichkeit stärken, sinkt der Mehrwert, den Batterien liefern gegenüber dem Status quo um etwa 15%, sowohl im Norden wie auch im Süden. Aus Effizienz-Sicht ist ein statisches Netzentgelt deswegen klar negativ zu beurteilen.

Dynamische Leitplanke. Zwar stärkt die dynamische Leitplanke die Netzdienlichkeit, dies hat jedoch einen hohen Preis für den Marktbetrieb: der hier geschaffene Mehrwert sinkt um rund 20% und damit noch stärker als beim statischen Netzentgelt. Obwohl der Netz-Mehrwert gesteigert werden kann, ist die volkswirtschaftliche Wertschöpfung insgesamt geringer als im Status quo. Auch dieses Ergebnis ist robust hinsichtlich des Standorts der Batterie.

Redispatch-Preissignal. Das Redispatch-Preissignal ermöglicht einen höheren Netz-Mehrwert, ohne den Markt-Mehrwert signifikant zu beeinträchtigen. Die gesamte Wertschöpfung liegt um 20% höher als im Status quo, jedes kW Batterieleistung kriert also ein Fünftel mehr Wohlstand als im heutigen Marktdesign. Dieses Instrument schafft es also, „das Beste aus den Batterien herauszuholen“. Es zeigt sich auch, dass kein harter Zielkonflikt zwischen Marktbetrieb und Netzdienlichkeit besteht: Die positive Wirkung auf das Netz ist etwa um den Faktor 10 höher als im Status quo, während die positive Wirkung auf den Markt nur minimal zurückgeht.

4.4 NETZEBENE

Netzsignal. Die Netzwirkung der regulatorischen Instrumente hängt davon ab, auf welcher Netzebene das zugrunde liegende Signal ansetzt. Während beim statischen Netzentgelt kein Netzsignal berücksichtigt wird, steuern sowohl die dynamische Leitplanke als auch das Redispatch-Preissignal den Betrieb über Engpassinformationen – meist auf Ebene des Übertragungsnetzes. Deren Bedarf wird zentral prognostiziert, wohingegen die Einbindung der Verteilnetze deutlich aufwendiger wäre: Sie würde voraussetzen, dass sämtliche der zahlreichen Verteilnetzbetreiber eigene, verlässliche Prognosen für ihren lokalen Redispatch-Bedarf bereitstellen. Im Folgenden untersuchen wir daher, wie sich die Netzwirkung verändert, je nachdem ob das Signal ausschließlich auf Informationen der Übertragungs- oder zusätzlich auch der Verteilnetzebene basiert.

Unterschiede im Süden. Da sich im Norden nur geringe Unterschiede zwischen den Netzebenen zeigen, konzentriert sich die Analyse auf den Standort im Süden, an dem die Wirkung des zugrunde liegenden Netzsignals stärker variiert (Abbildung 19). Die Ergebnisse zeigen: Wird die dynamische Leitplanke ausschließlich auf Basis von Engpässen im Übertragungsnetz definiert, reduziert sich der Netz-Mehrwert von 30 €/kW auf 24 €/kW (rund -20%) im Vergleich zu einem umfassenden Signal, das auch Verteilnetzengpässe berücksichtigt. Beim Redispatch-Preissignal fällt der Rückgang mit etwa 14% etwas geringer aus, bleibt jedoch spürbar. Für Standorte mit abweichenden Redispatch-Bedarfen nach Netzebene gilt daher: Um das netzdienliche Potenzial von Großbatterien bestmöglich zu heben, sollte das Netzsignal idealerweise auch den lokalen Redispatch-Bedarf im Verteilnetz abbilden.

Redispatch-Veränderung mit Netzsignal nach Netzebene (Süden)

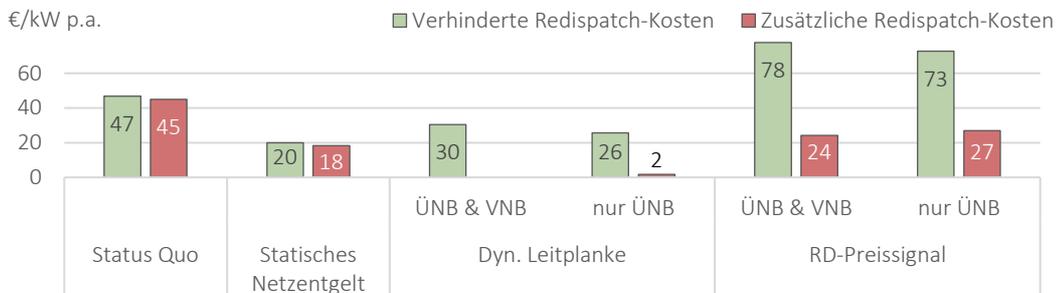


Abbildung 19: Redispatch-Veränderung der Instrumente mit und ohne Berücksichtigung der Verteilnetzebene beim Netzsignal für den Standort im Süden. Auch ohne Berücksichtigung der Verteilnetzebene haben die Instrumente eine positive Netzwirkung. Allerdings fällt diese um bis zu 20% geringer aus.

4.5 VERTEILUNGSWIRKUNG UND NETZBETREIBERERLÖSE

Nutzenverteilung. Die geschaffene Wertschöpfung aus Markt- und Netz-Mehrwert teilt sich je nach Instrument (und damit verknüpften Zahlungen) zwischen Batterie- und Netzbetreiber deutlich unterschiedlich auf (Abbildung 20). In der aktuellen Diskussion um die Finanzierung

der Netzinfrastruktur wird häufig betont, dass zusätzliche Netzbetreibererlöse – etwa aus Batterie-Netzentgelten – zur Senkung allgemeiner Netzentgelte beitragen können. Vor diesem Hintergrund fällt besonders ins Gewicht, dass das Redispatch-Preissignal zwar die höchste Wertschöpfung erzielt, jedoch keinen direkten finanziellen Nutzen für Netzbetreiber generiert. Diese profitieren hingegen vorrangig von Instrumenten wie dem statischen Netzentgelt oder der dynamischen Leitplanke – obwohl beide die volkswirtschaftliche Wohlfahrt gegenüber dem Status quo deutlich reduzieren. Besonders deutlich wird dies beim statischen Netzentgelt, das mit bis zu 49 €/kW den höchsten Nutzen für Netzbetreiber schafft, aber insgesamt für die geringste Wohlfahrt sorgt. Für Batteriebetreiber stellt sich die Situation umgekehrt dar: Während das Redispatch-Preissignal den ökonomischen Nutzen um über 20% steigert, reduziert das statische Netzentgelt das Ergebnis um ein Drittel und gefährdet damit den wirtschaftlichen Betrieb. Dabei bleibt noch unberücksichtigt, dass die Markterlöse beim statischen Netzentgelt vermehrt aus der perspektivisch abnehmenden Regelleistungvermarktung stammen.

Nutzenverteilung der Wertschöpfung nach Instrument

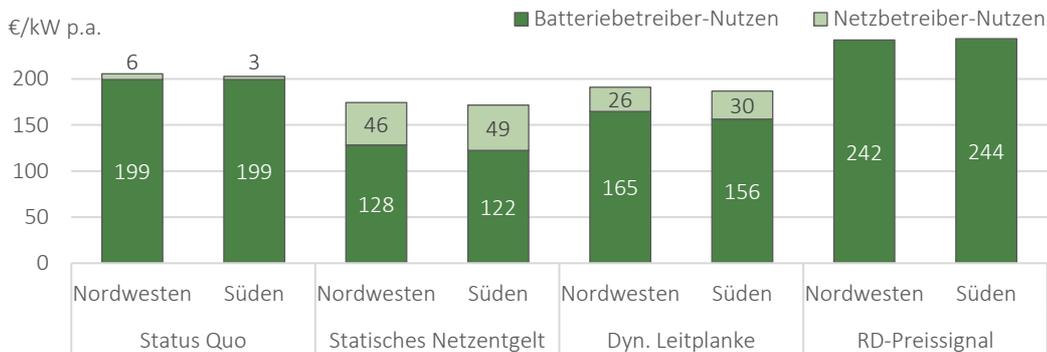


Abbildung 20: Nutzen der Wertschöpfung aufgeschlüsselt nach Netzbetreiber und Batteriebetreiber. Das Redispatch-Preissignal erhöht die Wohlfahrt, in unserer beispielhaft dargestellten Ausgestaltung jedoch einseitig zu Nutzen der Batteriebetreiber. Netzbetreiber profitieren vom statischen Netzentgelt und dynamischer Leitplanke, welche hingegen die volkswirtschaftliche Wertschöpfung reduzieren und die Investitionsbereitschaft in Großbatterien grundsätzlich gefährden.

Kompromiss. Die Analyse zeigt also einen Zielkonflikt: Instrumente wie das Redispatch-Preissignal schaffen die höchste volkswirtschaftliche Wohlfahrt, lassen Netzbetreiber aber weitgehend außen vor. Umgekehrt sichern statisches Netzentgelt oder dynamische Leitplanken zusätzliche Einnahmen für Netzbetreiber, verringern jedoch die Gesamtwohlfahrt und hemmen Investitionen in Großbatterien. Angesichts des zunehmenden Bedarfs an flexiblen Speichern ist der Ausbau von Großbatterien volkswirtschaftlich wünschenswert. Sinkt der Nutzen für Batteriebetreiber durch restriktive Instrumente stark ab, bleiben Investitionen – und damit Wertschöpfung am Markt und im Netz – aus. Ein möglicher Kompromiss könnte daher in einer Kombination aus marktbasierter Anreizsetzung (Redispatch-Preissignal) und einer moderaten Beteiligung der Speicher an den Netzkosten (z. B. über einen standortabhängigen Leistungspreis) liegen.

5 Fazit

Netzdienlichkeit heute. Großbatterien können zur Entlastung des Stromnetzes beitragen – heute tun sie das jedoch nur in begrenztem Umfang. Der derzeit marktgetriebene Betrieb führt zu einer in etwa gleich häufigen Ent- und Belastung der Netze, wobei der resultierende Nettoeffekt leicht positiv ist. Im Norden profitieren sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetz, während im Süden vor allem das Verteilnetz mit solaren Überschüssen am Mittag entlastet wird. Insgesamt bleibt der Beitrag zur Netzdienlichkeit jedoch deutlich hinter dem möglichen Potenzial zurück. Der damit verbundene Netz-Mehrwert ist im Vergleich zum marktlichen Nutzen gering. Systematisch netzdienliche Standorte lassen sich ohne gezielte Anreize nicht identifizieren.

Instrumente zur Verbesserung. Regulatorische Instrumente bieten die Möglichkeit, die Netzdienlichkeit gezielt zu steigern – allerdings mit erheblichen Unterschieden in ihrer Wirkung. Den größten Effekt erzielt ein dynamisches Preissignal, das den Redispatch-Bedarf lokal einpreist. Es steigert den Netz-Mehrwert um ein Vielfaches, ohne dabei die Marktsignale grundsätzlich zu verzerren – und kann so sowohl netz- als auch marktdienliches Verhalten verbinden. Ein statisches Netzentgelt setzt hingegen keinerlei Anreize für netzdienlichen Betrieb und reduziert gleichzeitig die wirtschaftliche Attraktivität für Betreiber deutlich. Auch die dynamische Leitplanke bleibt unter ihren Möglichkeiten: Zwar verhindert sie effektiv netzbelastende Fahrweisen, schränkt jedoch den Speicherbetrieb stark ein und erzielt nur einen begrenzten Netz-Mehrwert.

Empfehlung. Für die Erhöhung der Netzdienlichkeit von Großbatterien eignen sich die Anreize des Redispatch-Preissignals, welches unter allen untersuchten Instrumenten die größte volkswirtschaftliche Wertschöpfung bietet. Dieses könnte in Form eines Sondernetzentgelts eingeführt werden, welches täglich von den Netzbetreibern bestimmt wird und die jeweils erwartete lokale Engpasssituation widerspiegelt. Damit könnten Batteriebetreiber die aktuelle Netzsituation in ihrer Einsatzoptimierung berücksichtigen und den Redispatch-Bedarf deutlich reduzieren. Zur Senkung der allgemeinen Netzentgelte wäre es dafür denkbar, einen Teil der Zusatzerlöse für die Batterie als leistungsbezogene Abgabe an die Netzbetreiber abzuführen, ohne Investitionen durch eine verminderte Wirtschaftlichkeit grundsätzlich zu gefährden.