

Lastflussbasierter Abruf von Flexibilität aus dem Verteilnetz

Sascha Birk¹, Thorsten Schneiders¹, Wolfgang Ketter²

¹Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Str. 2, 50679 Köln, {sascha.birk, thorsten.schneiders}@th-koeln.de

²Universität zu Köln, Pohligstraße 2, 50969 Köln, ketter@wiso.uni-koeln.de

Kurzfassung: Im Rahmen des stetigen Ausbaus Erneuerbarer Energien verschiebt sich die Erzeugung von wenigen zentralen Großkraftwerken hin zu Millionen von verteilten Erzeugern, basierend auf Photovoltaik- oder Windenergie-Anlagen. Verschärft wird diese Dezentralisierung durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen, Batteriespeichern und Ladesäulen für die Elektromobilität. Diese dezentrale, wetterabhängige Erzeugung, sowie die sich verändernden Verbrauchsstrukturen, insbesondere in den Verteilnetzen, sorgen dafür, dass Systemdienstleistungen, die bisher von Großkraftwerken übernommen wurden, zukünftig durch Kleinanlagen abgedeckt werden müssen. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich in diesem Zusammenhang mit einem integrierten Flexibilitätsabruf, bei dem der Zustand des Netzes, die Verteilung des Flexibilitätsabrufs, sowie die dabei gebildeten Preise bestimmt werden. Als Grundlage hierzu dient die optimale Lastflussberechnung. Als Anwendungsfall wird ein Industriegebiet betrachtet, in welchem Unternehmen über Batteriespeicher zur Spitzenlastkappung verfügen.

Keywords: Flexibilität, Verteilnetz, Batteriespeicher, Spitzenlastkappung

1 Hintergrund

Vor dem Hintergrund der notwendigen Dekarbonisierung des Energiesystems und des wachsenden Anteils dezentraler erneuerbarer Energiequellen kommt es in Deutschland neben den damit verbundenen Kosten zunehmend zu Redispatch-Vorgängen [1]. Dies ist notwendig, da die verfügbare Netzkapazität nicht ausreicht, um Energie aus Regionen mit hohen Erzeugungspotenzialen in Gebiete mit hoher Nachfrage zu übertragen, wozu häufig Regionen mit einem hohen Anteil an energieintensiver Industrie gehören. Um die Nachfrage trotz fehlender Netzkapazitäten zu decken, veranlassen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ein Herabregeln der Erzeugung an einem Ende der überlasteten Übertragungsleitung, während sie die Erzeugung am anderen Ende hochregeln, um die Nachfrage in der Region zu decken. Das Herabregeln betrifft häufig erneuerbare Energien, während die Hochregelung durch fossil betriebene Erzeugungseinheiten abgedeckt wird. Zudem bezieht sich Redispatch in seiner ursprünglichen Umsetzung in Deutschland lediglich auf Erzeugungseinheiten mit einer installierten Leistung ab 1 MW sowie einen Anschluss an die Netzebenen über 110 kV.

1.1 Novellierung des Redispatch in Deutschland

Seit Oktober 2022 gilt die neue Regelung "Redispatch 2.0" (RD 2.0). Ziel von RD 2.0 ist es, mehr erneuerbaren Energien (EE) in den Redispatch-Prozess einzubeziehen. Neben der

Erzeugung werden nun auch Speichereinheiten in den Prozess einbezogen. Zudem sind die Schwellenwerte für die Teilnahme auf eine installierte Leistung von 100 kW und einen Anschluss auf einer beliebigen Netzebene abgesenkt. Dadurch erhöht sich das Potential der EE-Anlagen, welche am Redispatch-Prozess teilnehmen können. Dies führt aber auch zu einem erhöhten organisatorischen Aufwand hinsichtlich der Aktivierung der verfügbaren Flexibilität.

Zu diesem Zweck haben die ÜNB eine Kommunikationsplattform namens "connect+" in Betrieb genommen. Diese Plattform dient der Kommunikation zwischen (i) Netzbetreibern und Betreibern von ES (Erzeugung und Speicherung) und (ii) zwischen verschiedenen Netzbetreibern. Im Falle von (i) werden die Informationen über die ES und die potenzielle Flexibilität vom ES-Betreiber an den Netzbetreiber übermittelt. Die Netzbetreiber können diese Flexibilität dann über connect+ abrufen. Im Falle von (ii) werden Netzmodelle und Prognosen über Energieerzeugung und -nachfrage zwischen den Netzbetreibern ausgetauscht. Die Netzmodelle werden für die Bewertung potenzieller Netzengpässe und/oder des Flexibilitätsbedarfs verwendet.

Seit der Einführung von RD 2.0 wird das Verfahren nicht umfassend genutzt. Probleme aufgrund unvollständiger Informationen über ES und zeitweilige Kommunikationsprobleme mit connect+ sowie eine Verunsicherung der Beteiligten über den Gesamtprozess haben die endgültige Einführung von RD 2.0 bis zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Papiers auf unbestimmte Zeit verzögert. Lediglich die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und vier der fast 900 VNB in Deutschland testen aktiv RD 2.0 in einer Art Pilotprojekt. Dieses Konsortium kann schrittweise um weitere Teilnehmer erweitert werden.

Diese jüngsten Entwicklungen zeigen, vor welchen Herausforderungen die deutsche Energiewirtschaft steht, wenn es um die endgültige Umsetzung der Redispatch-Neuerungen geht. Unter dem Namen "Redispatch 3.0" (RD 3.0) sollen alle ES unabhängig von der installierten Leistung und der Netzebene einbezogen werden. Außerdem werden dann neben der Erzeugung und Speicherung auch die Lasten in den Prozess einbezogen. Damit steigt die Anzahl der teilnehmenden ES von einer Größenordnung von 10^3 auf 10^6 deutlich an.

In der derzeitigen Implementierung ist RD 2.0 ein kostenbasierter Mechanismus, bei dem die Betreiber der ES einen Preis für die Flexibilität mitteilen, der auf den Kosten basiert, die sie für den Betrieb der ES sehen. RD 3.0 hingegen soll im Einklang mit den EU-Vorschriften für die Beschaffung von Flexibilität stehen und daher ein marktbasierter Ansatz sein. Die Einzelheiten dieses Marktes müssen noch festgelegt werden. Es ist zu beachten, dass RD 3.0 nicht notwendigerweise RD 2.0 ersetzt, sondern eine Koexistenz beider Prozesse möglich ist und aktiv diskutiert wird. Die Übertragungsnetzbetreiber TenneT und Transnet BW haben einen ersten Vorschlag für die Gestaltung eines Marktes für RD 3.0 veröffentlicht [2]. Sie schlagen eine kombinierte Merit Order für die kostenbasierte Flexibilität aus RD 2.0 mit der marktbasierter Flexibilitätbeschaffung aus RD 3.0 vor. Für letztere wird ein auktionenbasierter Mechanismus vorgeschlagen, bei dem je nach Wahrscheinlichkeit des Inc-Dec-Gaming ein kurzfristiges Energiegebot oder ein langfristiges Regelleistungsgebot abgegeben wird.

Betrachtet man das Design der beiden RD-Maßnahmen, so konzentrieren sich beide auf eine zentral organisierte Struktur. Insbesondere in Anbetracht der Anzahl der zu organisierenden EE im RD 3.0 ist ein hoher Kommunikationsaufwand zu erwarten, der die connect+ Plattform trifft. Vielmehr findet ein Großteil der notwendigen Kommunikation zwischen den Teilnehmern

in klar strukturierten Netzregionen statt, für deren sicheren Betrieb meist eine Instanz verantwortlich ist.

Durch die Umstellung von RD 3.0 auf einen dezentral organisierten Prozess kann der Kommunikations- und Entscheidungsprozess teilweise von connect+ auf die lokalen und zuständigen (Netz-)Betreiber verlagert werden. Die Aktivierung von Flexibilität aus diesen Netzen muss sich an der lokalen Netzkapazität orientieren und daher den lokalen Systembetreiber (SO) ohnehin einbeziehen. Es ist naheliegend, dass der lokale Netzbetreiber den Abruf von Flexibilität nach vorheriger Benachrichtigung durch den ÜNB (möglicherweise über connect+) initiieren würde. Dies versetzt den lokalen Netzbetreiber in die Position eines Marktbetreibers für den entstehenden lokalen Flexibilitätsmarkt mit der Verantwortung, die von connect+ kommende Flexibilitätsanfrage zu erfüllen. Der Marktmechanismus sollte außerdem in der Lage sein, Preise für diese Flexibilität abzuleiten und dabei auch das lokale Netz zu berücksichtigen. Wie dieser Marktmechanismus gestaltet werden kann, ist einer der Hauptbeiträge dieses Papiers.

Neben den oben beschriebenen Herausforderungen bei der Aktivierung von Flexibilität fehlt in den neuen RD-Regelungen auch ein klares Konzept, wie Speicher in den Prozess integriert werden können. RD 2.0 soll zwar bereits Speicher einbeziehen, die tatsächliche Einbeziehung ist aber weder abschließend festgelegt noch umgesetzt. Ein zentrales Problem ist die Kostenermittlung für die Flexibilitätsbeschaffung auf Basis von Speichersystemen für die RD 2.0. Private Speichersysteme werden meist für einen anderen Zweck als die Einspeisung von Energie in das Netz installiert. Im Falle von Speichern im Industriemaßstab, die die Anforderungen für die Teilnahme an RD 2.0 erfüllen würden, könnte dies der Spitzenausgleich sein. Daher hängen die Kosten für die Bereitstellung von Flexibilität für RD-Maßnahmen nicht nur von den Kosten für Installation und Betrieb der Speichersysteme ab. Ausgehend von den Informationen, die ES-Betreiber den SOs über ihre Energiespeichersysteme übermitteln sollen, sind SOs auch nicht in der Lage, den Betrieb der Speicher vorherzusagen und können sie daher nicht in ihre Netzbetriebsvorausschau einbeziehen. Dies wirft die übergeordnete Frage auf, ob Speichersysteme für ein kostenbasiertes System geeignet sind, wie es für RD 2.0 angestrebt wird, oder ob sie eher in einen marktbasieren Ansatz einbezogen werden sollten, wie er für RD 3.0 angestrebt wird.

1.2 Spitzenlastkappung für Industrieunternehmen

In einigen Ländern, darunter auch Deutschland [3], wird neben der Bepreisung von Energie, auch die Leistung des Netzanschlusses in die Kalkulation der Stromrechnung mit aufgenommen. Somit steigen die Kosten für die Energiebereitstellung, abhängig von dem höchsten viertelstündigen Leistungswert, der innerhalb eines Jahres gemessen wird. Dies setzt einen Anreiz für die betroffenen Unternehmen, diese Spitzenlast zu reduzieren. Für die Netzbetreibenden bedeutet dies einen geringeren Netzausbaubedarf. Für die Umsetzung dieser Spitzenlastkappung kommen verschiedene lokale Energieerzeuger zum Einsatz. Neben Gasturbinen, Aggregaten und Blockheizkraftwerken stellen Batteriespeicher-Systeme (BSS) eine attraktive und potentiell nachhaltige Alternative dar.

In der Literatur finden sich unterschiedliche Betrachtungsweisen des Themas. Zum einen spielen die Auswirkungen auf das Netz und die Mehrwerte für den Netzbetreiber eine Rolle. Die Autoren in [4] untersuchen diesbezüglich eine breite Technologieauswahl hinsichtlich ihrer

Eignungen, ohne dabei aber eine klare Empfehlung auszusprechen. Martin et al. untersuchen in [5] das Potential von Spitzenlastkappung im Verteilnetz, als eine mögliche Planungsalternative zur Einsparung von Netzausbaumaßnahmen. Kucevic et al. [6] wiederum vergleichen eine nodale und eine aggregierte Betriebsweise von Speichern um zum einen die Spitzenlasten an den Knoten im Netz, aber auch gegenüber dem übergelagerten Netz als Ganzes zu reduzieren. Dies bietet weitere potenzielle Anwendungsmöglichkeiten der Spitzenlastkappung im Netzbetrieb, als sie derzeit praktiziert werden. Martins et al. [7] verwenden lokale Verbrauchsprofile sowie verschiedene Energietarife bei der Bestimmung der optimalen Speichergröße. Dabei wird die wechselstrombasierte Lastflussoptimierung (AC-OPF) innerhalb des Modells verwendet. Auch Nguyen et al. [8] verwenden den AC-OPF als Basis ihrer Untersuchungen hinsichtlich des optimierten Betriebs der Speicher.

Von Unternehmensseite hingegen sind die Wirtschaftlichkeit sowie der optimale Betrieb der Speicher, mit Bezug auf den eigenen Lastverlauf relevant. Die Autoren [9] in verwenden ein iteratives Verfahren zur Bestimmung der optimalen Speichergröße. In [10] werden 5.300 Lastprofile von Unternehmen hinsichtlich der benötigten Speichergröße für eine optimales Verhältnis zwischen reduzierter Leistung und installierter Speicherkapazität untersucht. Papadopoulos et al. [11] stellen fest, dass trotz einer optimalen Dimensionierung, bei etwa 75% der untersuchten Anwendungsfälle, der Speicher zu 80% der Zeit nicht genutzt wird. Dies bietet erhebliches Potential für weitere Einkommensmöglichkeiten. Beispielsweise untersuchen die Autoren von [12] die Erweiterung der Spitzenlastkappung durch den Arbitragehandel von Energie.

In der bisherigen Literatur finden sich allerdings keine Untersuchungen dazu, inwiefern Speicher, welche zur Spitzenlastkappung installiert wurden, auf Flexibilitätsabrufe der Netzbetreiber reagieren können. Die vorliegende Arbeit versucht diese Lücke zu schließen.

2 Methodik

Im Folgenden wird die Flexibilitätsbereitstellung an den Netzbetreiber durch BSS untersucht, welche das vorrangige Ziel der Spitzenlastkappung haben. Hierzu wird zunächst das allgemeine Design des Flexibilitätsabrufs erläutert. Im Anschluss wird das zugehörige Optimierungsproblem definiert, welches den Vorgang abbildet.

2.1 Design des Flexibilitätsabrufs

Bei dem zu Grunde liegenden Szenario, handelt es sich um ein Netz, an das verschiedene Unternehmen angeschlossen sind. Wie in Abbildung 1 zu sehen, verfügen manche der Unternehmen über Speicherkapazitäten zur Spitzenlastkappung, während andere ohne diese auskommen. Das betrachtete Netz verfügt über keine eigenen Erzeugungseinheiten und wird durch das vorgelagerte Netz mit Energie versorgt. Der aggregierte Bedarf der Unternehmen D liegt dementsprechend am Referenzknoten, mit Verbindung zum vorgelagerten Netz an. Kommt es zum Flexibilitätsabruf f_p , so wird dieser als positive oder negative Last am Referenzknoten angelegt. Lastflüsse vom vorgelagerten Netz kommend werden positiv gerechnet, wobei Lastflüsse vom betrachteten Netzgebiet an das vorgelagerte Netz negativ berücksichtigt werden. Im Rahmen der Optimierung wird zudem ein virtueller Schlupfgenerator

p_{sl} am Referenzknoten angenommen. Dieser dient der Stabilisierung des Optimierungsproblems und wird in Kapitel 2.2.4 näher erläutert.

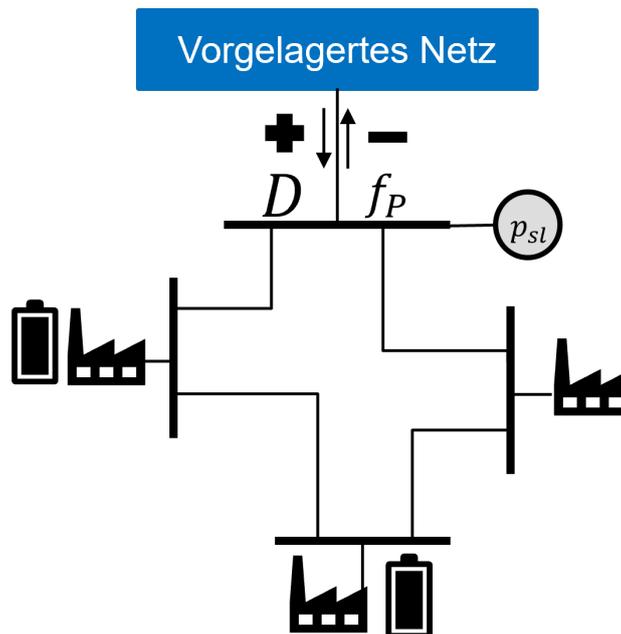


Abbildung 1: Schematische Abbildung eines Beispielnetzes mit Unternehmen und Batteriespeichern

Für die Bereitstellung von Flexibilität wird durch den vorgelagerten Netzbetreiber kurz vor Anbruch eines neuen Tages der voraussichtliche Flexibilitätsabruf bei dem lokalen Netzbetreiber angemeldet (Abbildung 2). Die Fahrpläne der im Netz befindlichen Speicher werden daraufhin für den kommenden Tag so optimiert, dass Sie sowohl die Spitzenlasten der entsprechenden Unternehmen als auch die angefragte Flexibilität abdecken können.

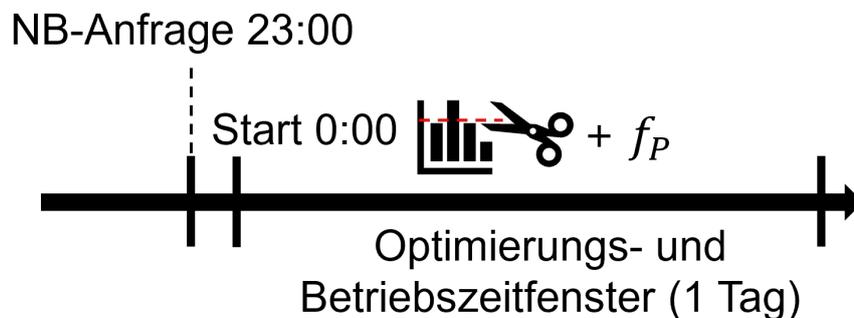


Abbildung 2: Zeitlicher Ablauf des Flexibilitätsabrufs

2.2 Optimierung des Flexibilitätsabrufs

Das oben erläuterte Modell wird im Folgenden als Optimierungsproblem definiert. Hierzu werden die Batteriespeicher, das elektrische Netz und der Flexibilitätsabruf als Nebenbedingungen definiert. Die Zielfunktion (1) definiert dabei eine kostenoptimale Lösung des Gesamtproblems.

$$\min_{p_{s,t}, p_{sl,t}} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} p_{s,t}^+ c_s + p_{sl,t} c_{sl} \quad (1)$$

2.2.1 Formulierung des Batteriespeichermodells

Der Zustand des Batteriespeichers $s \in S$ wird definiert durch seine Leistung $p_{s,t}$ und den Speicherstand $soc_{s,t}$ zum Zeitpunkt $t \in T$. Diese wiederum sind durch den Wirkungsgrad η_s sowie das Zeitintervall τ miteinander verknüpft. Mittels τ erfolgt die Umrechnung zwischen Leistung [kW] und Energie [kWh]. Für Berechnungen von 15-Minuten Intervallen ist $\tau = 0,25$.

$$\underline{p} \leq p_{s,t} \leq \bar{p}, \quad s \in S, t \in T \quad (2)$$

$$\underline{soc} \leq soc_{s,t} \leq \overline{soc}, \quad s \in S, t \in T \quad (3)$$

$$soc_{s,0} = soc_{s,T}, \quad s \in S, t \in T \quad (4)$$

$$soc_{s,t+1} = soc_{s,t} + p_{s,t} \eta_s \tau, \quad s \in S, t \in T \quad (5)$$

$$p_{s,t} = p_{s,t}^+ + p_{s,t}^-, \quad s \in S, t \in T \quad (6)$$

Formel (2) beschränkt die Leistung des Speichers während (3) den maximalen Speicherstand definiert. Mithilfe von (4) wird der Speicherstand des ersten und letzten Zeitschritts des Optimierungszeitraums gleichgesetzt. Dies verhindert, dass der Solver mit einem vollen Speicher startet und diesen während des Optimierungszeitraums stetig entlädt, um so das Optimierungsergebnis (1) auf unerwünschte Weise zu verbessern. Formel (5) definiert das Laden und Entladen des Speichers. Der jeweils nächste Zeitschritt $t + 1$ berechnet sich aus dem Speicherstand des aktuellen Zeitschritts $soc_{s,t}$ und der aktuellen Leistung des Speichers $p_{s,t}$. Die Leistung ist hier per Definition positiv, wenn der Speicher geladen wird. Mittels η_s und τ wird $p_{s,t}$ in die entsprechende Energiemenge umgerechnet. Mithilfe von (6) wird $p_{s,t}$ in einen positiven ($p_{s,t}^+$) und einen negativen ($p_{s,t}^-$) Anteil aufgeteilt. Dies wird bei der späteren Berücksichtigung der Kosten für die Energie im Speicher relevant. Durch das Einbeziehen von $p_{s,t}^+$ in der Zielfunktion (1) wird die Energie nur beim Laden des Speichers mit Kosten versehen und so eine doppelte Bepreisung vermieden.

2.2.2 Formulierung des Netzmodells

Für die Abbildung der Charakteristika des elektrischen Netzes, aus welchem der Flexibilitätsabruf geschehen soll, werden die Randbedingungen der wechselstrombasierten Lastflussberechnung verwendet.

$$\sqrt{p_{ij,t}^2 + q_{ij,t}^2} \leq \bar{s}_{ij}, \quad (i, j) \in L \cup \hat{L}, t \in T \quad (7)$$

$$\theta_{ij}^A \leq \theta_{i,t} - \theta_{j,t} \leq \bar{\theta}_{ij}^A, \quad (i, j) \in L \cup \hat{L}, t \in T \quad (8)$$

$$\underline{v}_i \leq v_{i,t} \leq \bar{v}_i, \quad i \in B, t \in T \quad (9)$$

$$\sum_{j \in B_i} p_{ij,t} = \sum_{s \in S_i} p_{s,t} - \sum_{d \in D_i} p_{d,t} - v_{i,t}^2 \sum g_i^{sh}, \quad i \in B, t \in T \quad (10)$$

$$\sum_{j \in B_i} q_{ij,t} = \sum_{s \in S_i} q_{s,t} - \sum_{d \in D_i} q_{d,t} + v_{i,t}^2 \sum b_i^{sh}, \quad i \in B, t \in T \quad (11)$$

$$p_{ij,t} = g_{ij} v_{i,t}^2 + v_{i,t} v_{j,t} \left(g_{ij}^c \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) + b_{ij}^c \sin(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \right), \quad (i, j) \in L, t \in T \quad (12)$$

$$q_{ij,t} = b_{ij} v_{i,t}^2 - v_{i,t} v_{j,t} \left(b_{ij}^c \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) + g_{ij}^c \sin(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \right), \quad (i, j) \in L, t \in T \quad (13)$$

$$p_{ji,t} = g_{ji} v_{j,t}^2 + v_{j,t} v_{i,t} \left(g_{ji}^c \cos(\theta_{j,t} - \theta_{i,t}) + b_{ji}^c \sin(\theta_{j,t} - \theta_{i,t}) \right), \quad (j, i) \in \hat{L}, t \in T \quad (14)$$

$$q_{ji,t} = b_{ji} v_{j,t}^2 - v_{j,t} v_{i,t} \left(b_{ji}^c \cos(\theta_{j,t} - \theta_{i,t}) + g_{ji}^c \sin(\theta_{j,t} - \theta_{i,t}) \right), \quad (j, i) \in \hat{L}, t \in T \quad (15)$$

Formel (7) stellt sicher, dass die zulässige Scheinleistung der Leitungen nicht überschritten wird. Formel (8) beschränkt die Differenz der Spannungswinkel zwischen zwei Knoten und (9) die Spannungsamplitude an den jeweiligen Knoten. Formeln (10) und (11) stellen die Knotenpunktgleichungen für die Knoten im Netzgebiet dar. Der Referenzknoten, als Verbindung zum übergelagerten Netz wird separat betrachtet und in Kapitel 2.2.4 erläutert. Die Formeln (12)-(15) stellen den Bezug zwischen den Lastflüssen und den Spannungswinkeln bzw. -amplituden der Knoten her.

2.2.3 Formulierung der Spitzenlastkappung

Für die Abbildung der Spitzenlastkappung der Unternehmen werden die Lastflüsse, welche vom Knoten mit dem Netz ausgetauscht werden, beschränkt (16). Der maximale Leistungsbezug $p_{peak,i}$ der Knoten wird individuell anhand der Verbrauchsprofile festgelegt.

$$-p_{peak,i} \leq \sum_{j \in B_i} p_{ij,t} \leq p_{peak,i} \quad i \in B, t \in T \quad (16)$$

2.2.4 Formulierung des Flexibilitätsabrufs

Im Rahmen des Flexibilitätsabrufs erhält der Referenzknoten, als Verbindung zum vorgelagerten Netz eine besondere Rolle. Die Knotengleichungen (10) und (11) werden insofern modifiziert, als dass der ursprüngliche Bedarf $p_{d,t}$ bzw. $q_{d,t}$ durch einen aktiven (f_p) und einen reaktiven (f_q) Flexibilitätsbedarf ersetzt wird. Um sicherzustellen, dass die Deckung dieses Flexibilitätsbedarfs im Rahmen der Optimierung lediglich durch die Knoten im Netz und dementsprechend durch die Flexibilität aus den Batteriespeichern erfolgt, werden die Randbedingungen (17) und (18) eingeführt. Diese beschränken den Austausch mit dem vorgelagerten Netz. Für den Fall, dass der Flexibilitätsabruf ungleich null ist, wird der Leistungsbezug aus dem übergelagerten Netz auf die aggregierte Verbrauchsleistung der Knoten beschränkt. Ist kein Flexibilitätsabruf vorhanden, wird der Austausch mit dem vorgelagerten Netz nicht beschränkt.

$$\bar{p}_{\text{Netz}} = \begin{cases} D, & f_p \neq 0 \\ \infty, & f_p = 0 \end{cases} \quad (17)$$

$$p_{\text{Netz},t} \leq \bar{p}_{\text{Netz}}, \quad t \in T \quad (18)$$

Durch diese Restriktion ist das Optimierungsproblem, im Falle eines Flexibilitätsabrufs stark eingeschränkt. Für den Fall unzureichender Flexibilität durch die Batteriespeicher kann dies zu einer nicht Lösbarkeit des Optimierungsproblems führen. Daher wird der Referenzknoten durch eine weitere Erzeugungseinheit ergänzt. Dieser Schlupfgenerator ($p_{sl,t}$) ist im Vergleich zu den Speichern mit hohen Kosten (c_{sl}) versehen. Dadurch wird er lediglich zur Lösung des Problems herangezogen, wenn der sonstige Lösungsraum nicht greift. Physikalisch ist dieser nicht im Netz vorhanden. Leistungen, welche auf den Schlupfgenerator entfallen indizieren eine unzureichende Verfügbarkeit an Flexibilität im Netz und dementsprechend die Unfähigkeit des Netzbereichs auf den Flexibilitätsabruf zu reagieren. Unter Berücksichtigung dieser Anpassungen ergeben sich die Knotenpunktgleichungen (19) und (20) für den Referenzknoten.

$$\sum_{j \in B_i} p_{ij,t} = p_{\text{Netz}} + p_{sl,t} - f_p - v_{i,t}^2 \sum g_i^{sh}, \quad i \in B_{ref}, t \in T \quad (19)$$

$$\sum_{j \in B_i} q_{ij,t} = q_{\text{Netz}} + q_{sl,t} - f_q + v_{i,t}^2 \sum b_i^{sh}, \quad i \in B_{ref}, t \in T \quad (20)$$

3 Definition des Anwendungsfalls

Für die Demonstration des oben beschriebenen Flexibilitätsabrufs wird im Folgenden ein Anwendungsfall definiert. Hierzu wird ein 20 kV-Netz in einem Industriegebiet betrachtet, das über einen 25 MVA Transformator mit dem 110 kV Netz verbunden ist. Das Netz ist als Ringnetz angelegt und verfügt über fünf Knoten innerhalb des Rings. An den fünf Knoten sind Unternehmen aus dem verarbeitenden Gewerbe, sowie Handelshäuser und Büros angeschlossen.

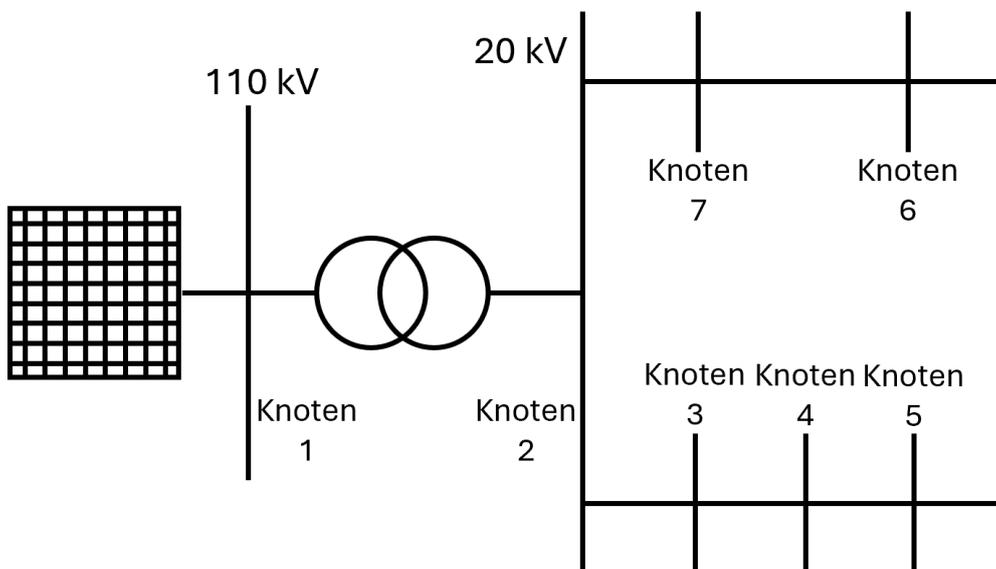


Abbildung 3: Ringnetz für Flexibilitätsabruf

Die viertelstündigen Lastprofile der Unternehmen für einen Beispieltag sind in Abbildung 4 dargestellt. An Knoten sechs und sieben sind Unternehmen mit einem Lastprofil ohne markante Spitzen. Diese verfügen in dem dargelegten Anwendungsfall über keine Speicherkapazitäten zur Lastspitzenkappung. Sie stellen dementsprechend reine Verbraucher ohne Flexibilitätspotentiale dar. An den Knoten drei, vier und fünf sind Unternehmen mit einem stärker fluktuierendem Lastprofil angesiedelt.

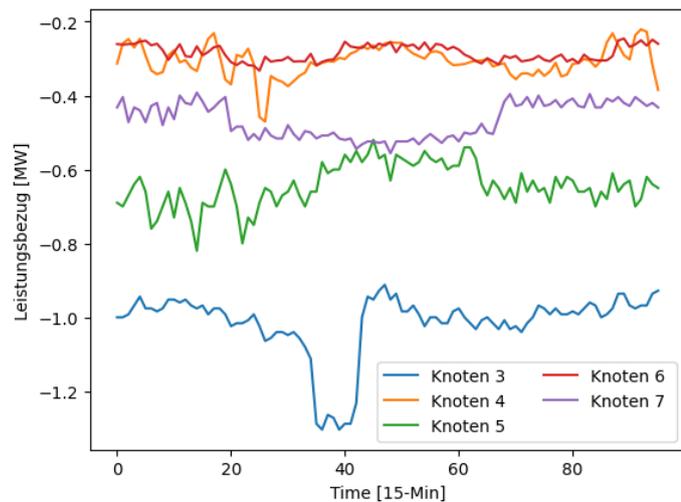


Abbildung 4: Viertelstündige Lastprofile der betrachteten Unternehmen

Diese verfügen jeweils über Speicherkapazitäten, um auftretende Lastspitzen gegenüber dem Netz zu reduzieren. Diese Knoten stellen die Flexibilität im betrachteten Netz zur Verfügung. Alle Speicher haben zum Zwecke der Lastspitzenkappung einen C-Wert von 4. Als Preis c_s für die Speicher werden einheitlich 25€ für alle Speicher angenommen. Die weiteren Daten für den betrachteten Anwendungsfall finden sich in Tabelle 1.

Tabelle 1: Daten der Knoten für den Anwendungsfall

Knoten	Kapazität [kWh]	Leistung [kW]	Spitzenlast [kW]
3	100	400	120
4	50	200	40
5	50	200	75

4 Ergebnisdarstellung

In Abbildung 5 ist der Leistungsverlauf der Unternehmen vor und nach der Lastspitzenkappung zu sehen.

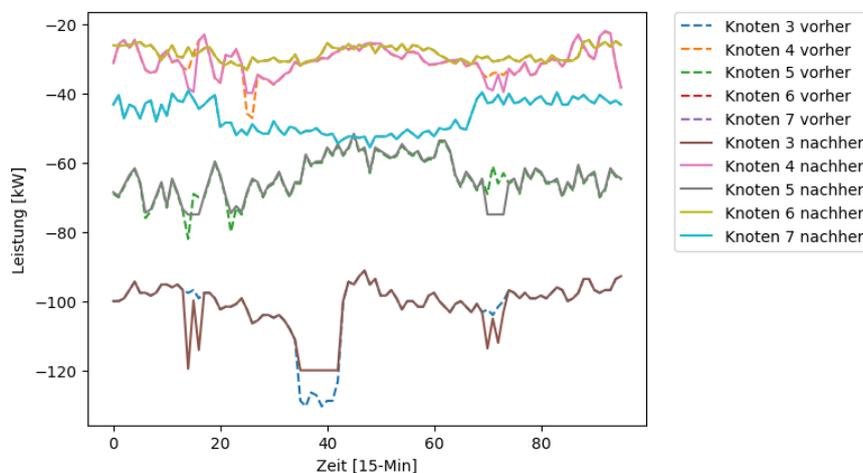


Abbildung 5: Lastverlauf der Unternehmen vor und nach der Optimierung

An den Knoten sechs und sieben, welche über keine Speicher verfügen, ist der originale und der Lastverlauf nach der Spitzenlastkappung identisch. An den Knoten drei, vier und fünf ist sowohl der Einsatz für die Spitzenlastkappung als auch die Flexibilitätsbereitstellung erkennbar. Der Flexibilitätsabruf erzeugt bei den Lastprofilen negative Ausschläge in den Zeitschritten 14-17 sowie 70-74. An Knoten fünf wird durch den zweiten Flexibilitätsabruf der Grenzwert für die Spitzenlastkappung erreicht und daher nicht weiter durch diesen Speicher bedient.

In Abbildung 6 ist der Leistungsverlauf der Speicher an den Knoten zu sehen. Knoten fünf nutzt den Speicher während des ersten Flexibilitätsabrufs zunächst für die Spitzenlastkappung und wechselt dann die Leistungsflussrichtung für die Unterstützung der Flexibilitätsabrufs. Im weiteren Verlauf zwischen Zeitschritt 20 und 45 erfolgen weitere Spitzenlastkappungen durch die drei Speicher. Wie sowohl in Abbildung 5 als auch in Abbildung 6 zu erkennen, decken alle drei Speicher einen Teil der beiden Flexibilitätsabrufe ab. Da diese positive Leistung der Speicher beanspruchen, während die Spitzenlastkappung negative Leistung benötigt, gleichen sich die Energiemengen über den Optimierungszeitraum nahezu aus. An Knoten fünf ist erkennbar, dass hier ein konstantes Entladen des Speichers stattfindet. Dieses Verhalten ist auf Formel (4) zurückzuführen, welche den Speicherstand von Beginn und Ende des Optimierungszeitraums gleichsetzt.

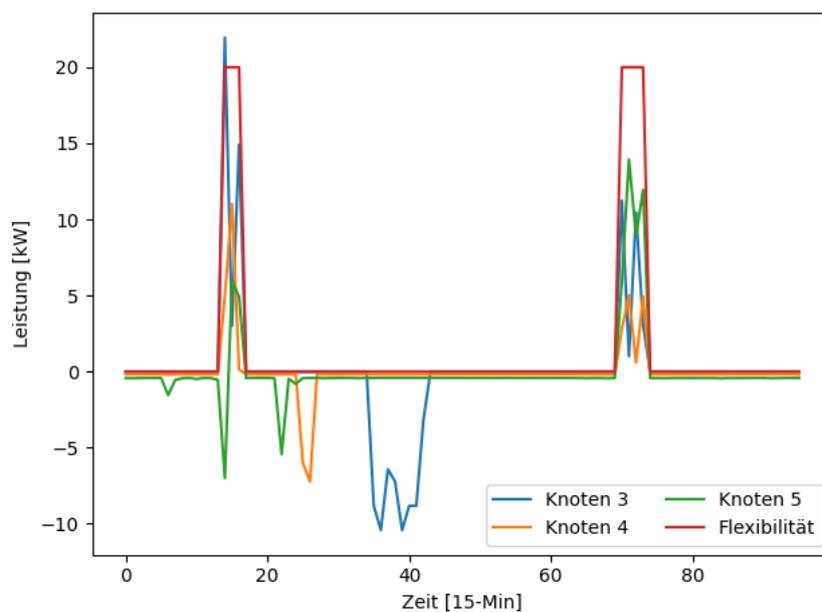


Abbildung 6: Leistungsverlauf der Speicher und des Flexibilitätsabrufs

Abbildung 7 stellt die Preisbildung an den sieben Knoten im Netz über alle Zeitschritte als Heatmap dar. Für die Zeiten, in denen keine Flexibilitätsabrufe vorhanden sind, liegen die Preise nahe null. In den beiden Zeiträumen, für welche die Flexibilitätsabrufe anliegen, bilden sich nahezu einheitliche Preise im Bereich von 25 €/kWh, was den zuvor gesetzten Preisen der einzelnen Speicher entspricht. An Knoten fünf zum Zeitschritt 14 ist erkennbar, dass hier kein erhöhter Preis, wie bei den anderen Knoten im Netz gebildet wurde. Dies liegt an der zuvor diskutierten Spitzenlastkappung, die zu diesem Zeitpunkt durchgeführt wurde

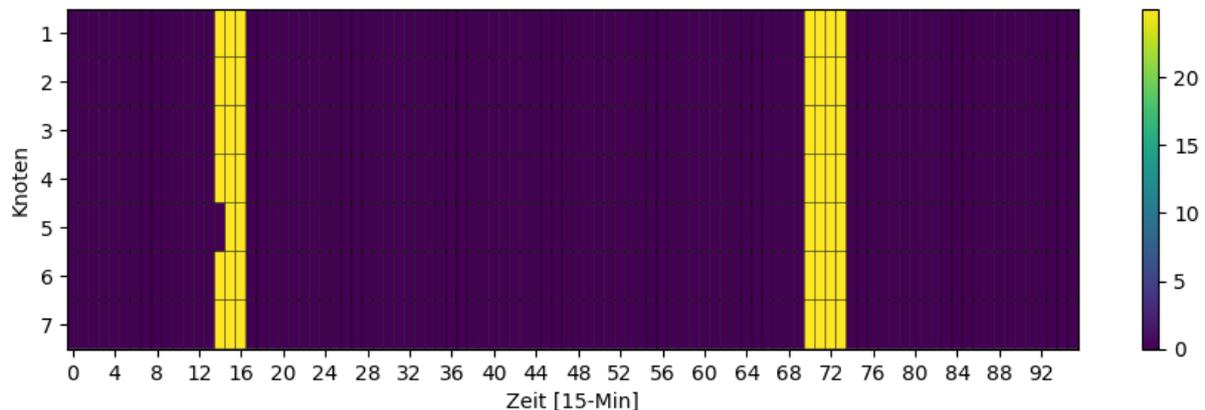


Abbildung 7: Preisbildung für den Flexibilitätsabruf

5 Fazit

Die Vorliegende Arbeit untersuchte, inwiefern Speicher, welche zur Spitzenlastkappung installiert wurden, auf Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers reagieren können. Das dargelegte Optimierungsmodell, basierend auf dem AC-OPF, beinhaltet die Restriktionen zur Abbildung der Speicher, der Spitzenlastkappung sowie des Flexibilitätsabrufs. Die Preisbildung wird von den dualen Variablen der Knotenpunktgleichungen abgeleitet.

Die Ergebnisse zeigen einen koordinierten Betrieb der Speicher zur Abdeckung sowohl des Bedarfs an Lastspitzenkappung als auch der Flexibilitätsbereitstellung. Für den betrachteten Anwendungsfall ergibt sich eine einheitliche Preisbildung für die Flexibilität innerhalb des Netzes. Knoten, welche zu diesem Zeitpunkt mit der Spitzenlastkappung beschäftigt sind, weisen für diesen Zeitraum einen Preis von null auf.

Für zukünftige Arbeiten kann das Preisgestaltungsverhalten weiter untersucht werden. Auch die Auswirkungen von Engpässen im Netz auf die Preisbildung stellen einen interessanten Untersuchungsgegenstand dar. Darüber hinaus sind Methoden der verteilten Optimierung ein interessanter Ansatz, um die Datenübermittlung von den Unternehmen hin zum Netzbetreiber weniger sensibel gestalten zu können.

6 Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2022," 2023.
- [2] G. Blumberg, Ried Dr. Sabrina, Ocker, Fabian, Dr., and Stenglein Dr. Jessica, "Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign," vol. 2022.
- [3] "StromNEV - Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen," 2023. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>
- [4] S. S. Hussain Rizvi, K. T. Chaturvedi, and M. Lal Kolhe, "A review on peak shaving techniques for smart grids," *AIMSE*, vol. 11, no. 4, pp. 723–752, 2023, doi: 10.3934/energy.2023036.
- [5] B. Martin, B. Feron, E. de Jaeger, F. Glineur, and A. Monti, "Peak shaving: a planning alternative to reduce investment costs in distribution systems?," *Energy Syst*, vol. 10, no. 4, pp. 871–887, 2019, doi: 10.1007/s12667-018-0299-3.

- [6] D. Kucevic, L. Semmelmann, N. Collath, A. Jossen, and H. Hesse, "Peak Shaving with Battery Energy Storage Systems in Distribution Grids: A Novel Approach to Reduce Local and Global Peak Loads," *Electricity*, vol. 2, no. 4, pp. 573–589, 2021, doi: 10.3390/electricity2040033.
- [7] R. Martins, H. Hesse, J. Jungbauer, T. Vorbuchner, and P. Musilek, "Optimal Component Sizing for Peak Shaving in Battery Energy Storage System for Industrial Applications," *Energies*, vol. 11, no. 8, p. 2048, 2018, doi: 10.3390/en11082048.
- [8] N. T. A. Nguyen, D. D. Le, V. D. Ngo, V. K. Pham, and V. K. Huynh, "Optimal Operation of Energy Storage Systems for Peak Load Shaving Application," in *2023 International Conference on System Science and Engineering (ICSSE)*, Ho Chi Minh, Vietnam, 2023, pp. 327–331.
- [9] K. H. Chua, Y. S. Lim, and S. Morris, "Energy storage system for peak shaving," *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 10, no. 1, pp. 3–18, 2016, doi: 10.1108/IJESM-01-2015-0003.
- [10] P. H. Tiemann, A. Bensmann, V. Stuke, and R. Hanke-Rauschenbach, "Electrical energy storage for industrial grid fee reduction – A large scale analysis," *Energy Conversion and Management*, vol. 208, p. 112539, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112539.
- [11] V. Papadopoulos, J. Knockaert, C. Develder, and J. Desmet, "Peak Shaving through Battery Storage for Low-Voltage Enterprises with Peak Demand Pricing," *Energies*, vol. 13, no. 5, p. 1183, 2020, doi: 10.3390/en13051183.
- [12] I. D. Vitlinsky, G. C. Cho, N. N. Smotrov, K. R. Bitkulov, and D. D. Umurzakov, "Utilization of the Energy Storage System for the Energy Arbitrage and Peak Shaving," in *2022 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE)*, Moscow, Russian Federation, 2022, pp. 1–6.