Positionierung und Dimensionierung von Batteriespeichern zum lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch

Patrick Schultheis[1], Alexander Peeters, Albert Moser,

Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen,
Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, +49 241 97611, p.schultheis@iaew.rwth-aachen.de,
www.iaew.rwth-aachen.de

Dieses Forschungsvorhaben wird unterstützt durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen des Projektes ENSURE (FKZ 03SFK1Q0).

Kurzfassung:

Akzeptanzhemmnisse bei der Realisierung großer Infrastrukturprojekte sowie der zunehmende Wandel der Erzeugungsstruktur führen zu einem Paradigmenwechsel in der Elektrizitätsversorgung. Ein vielfach diskutierter Trend ist der möglichst regionale/lokale Verbrauch dezentral erzeugter Energie. Hierzu ist aufgrund der zeitlichen Divergenz der Erzeugungscharakteristik erneuerbarer Energien und der zum größten Teil unflexiblen Last eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch durch den Einsatz von zusätzlichen (Batterie-) Speichern notwendig. Zur Bewertung der Auswirkungen von zunehmend lokalem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch wurde ein Verfahren entwickelt, welches basierend auf einem genetischen Algorithmus den notwendigen Netz- und Speicherbedarf auf der „Grünen Wiese“ für einen vorgegebenen Grad an lokalem Ausgleich integriert bestimmt. Die beiden zentralen Bestandteile dieses Verfahrens sind die Speicherdimensionierung und -positionierung. Grundlage für die Speicherintegration bildet dabei die Unterteilung eines vorgegebenen Versorgungsgebiet in ein zellulares System. Innerhalb jeder dieser Zellen werden die Speicher mittels Optimierung so ausgelegt und eingesetzt, dass ein vorgegebener Grad an lokalem Ausgleich eingehalten wird. Die sich so ergebenden Speicher werden anschließend mithilfe eines abgewandelten Security Constrained Optimal Powerflow im Netz positioniert. Die beiden zentralen Verfahrensschritte können auf Basis der Ergebnisse für ein Mittelspannungsnetzgebiet validiert werden. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass der Speicherbedarf mit dem Grad des lokalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch exponentiell ansteigt und durch die lokale Bilanzierung auf der Mittelspannungsnetzebene Netz eingespart werden kann.

Keywords: Batteriespeicher, zellulares System, lokale Wirkleistungsbilanzierung

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Motivation

Der steigende Ausbau erneuerbarer Energien erfordert einen weitreichenden Netzausbau, um den zunehmenden, notwendigen räumlichen Ausgleichsbedarf von Erzeugung und Verbrauch zu ermöglichen. Derartige Infrastrukturprojekte verursachen nicht nur hohe Kosten, sondern

[1] Jungautor

führen vermehrt auch zu Widerstand in den betroffenen Regionen. Dies liegt insbesondere daran, dass Regionen dabei oft nicht selbst von dem Ausbau profitieren, sondern lediglich als Lieferant oder Transitzone genutzt werden, um bspw. die Lastzentren im Süden Deutschlands durch Leistung aus Regionen mit Erzeugungsüberschuss im Norden zu versorgen [1].

Ein gegenläufiger Trend zu der überregionalen Versorgung ist der möglichst regionale bzw. lokale Verbrauch dezentral erzeugter Energie mit dem Ziel, den räumlichen Transportbedarf insbesondere über das Übertragungsnetz zu reduzieren. Verschiedene Studien haben hierdurch eine deutliche Reduktion der Transportaufgabe belegt [2, 3]. Zudem zeigt u.a. der steigende Absatz von Heimbatteriespeichern, welche hauptsächlich zur Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit PV-Systemen eingesetzt werden, einen gesellschaftlichen Willen lokal erzeugte Energie auch lokal zu verbrauchen [4]. Da zwischen der volatilen Erzeugung aus erneuerbarer Energien und dem überwiegend unflexiblen Verbrauch zeitliche Diskrepanzen herrschen, sind für deren lokalen Ausgleich ein Zubau von Speichertechnologien für eine zeitliche Entkopplung der beiden Größen notwendig. Es ergibt sich die Fragestellungen, wie diese Speicher dimensioniert und in das Netz integriert werden können, um Erzeugung und Verbrauch effizient zunehmend lokal zu bilanzieren.

1.2 Stand der Forschung

Bisherige Untersuchungen des lokalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch fokussieren sich überwiegend auf die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz [2, 3]. Eine Ausgestaltung auf lokaler Ebene geschieht bisher nur konzeptionell [2, 5]. Konkrete infrastruktureller Aspekte wie die Integration der notwendigen Speicher und die Rückwirkungen auf die lokale Netzinfrastruktur werden bisher nicht betrachtet. Der Anwendungsfall für Speicher zum lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch wird bisher hauptsächlich auf der Ebene von Haushalten, in Form von Heimspeichern, wie u.a. in [6] untersucht. Eine Ausdehnung der Eigenverbrauchsoptimierung auf größere Versorgungsgebiete, wie Quartiere, existieren ebenfalls bereits, jedoch keine weitere Ausdehnung auf größere räumliche Betrachtungsgebiete.

Daher wird in dieser Arbeit der Einfluss lokaler Bilanzierung auf den Speicherbedarf in größeren Versorgungsgebieten untersucht. Dabei wird zudem die Rückwirkungen der Netzintegration der Speicher auf die lokale Netzinfrastruktur evaluiert. Der Ansatz, Erzeugung und Verbrauch zunehmend lokal auszugleichen, stellt eine grundlegende Abkehr zu dem heutigen Elektrizitätsversorgungssystem dar, weshalb zunächst eine grundsätzliche Betrachtung notwendig ist. Aus diesem Grund erfolgt die Speicherdimensionierung und –positionierung sowie die Bewertung deren Rückwirkungen auf die Ausgestaltung der Netzstruktur auf der „grünen Wiese“ ohne historische Vorprägungen und unter Vernachlässigung aktueller Strukturen.

2 Analyse

In diesem Abschnitt wird zunächst darauf eingegangen, wie lokaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch gemessen und eine Koordination zum lokalen Ausgleich ausgestaltet werden kann. Aufbauend hierauf werden Anforderungen an die Speicherdimensionierung und -positionierung abgeleitet.

2.1 Messgrößen von lokalem Wirkleistungsausgleich

Als Maß für das Potential des Zusammenführens von lokaler Erzeugung und dem Verbrauch in einem räumlich abgegrenzten Betrachtungsbereich kann der energetische/bilanzielle Autarkiegrad herangezogen werden [6, 7]. Der energetische Autarkiegrad gibt für einen bestimmten Zeitraum (in der Folge als *Bilanzierungszeitraum* bezeichnet) und räumlich abgegrenzten Betrachtungsbereich den Anteil des Verbrauchs an, welcher durch eigene Erzeugung aus diesem Betrachtungsbereich gedeckt werden könnte. Der tatsächlich zu jedem Zeitpunkt gedeckte Anteil des Verbrauchs wird dagegen durch den leistungsbezogenen Autarkiegrad beschrieben.

Der leistungsbezogene Autarkiegrad kann mittels Verschiebung von Erzeugung und/oder des Verbrauchs an den energetischen Autarkiegrad angeglichen werden. Dadurch wird der lokale Ausgleich erhöht. Dieser Prozess wird im Folgenden als *lokale (Wirkleistungs-) Bilanzierung* bezeichnet und ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt.

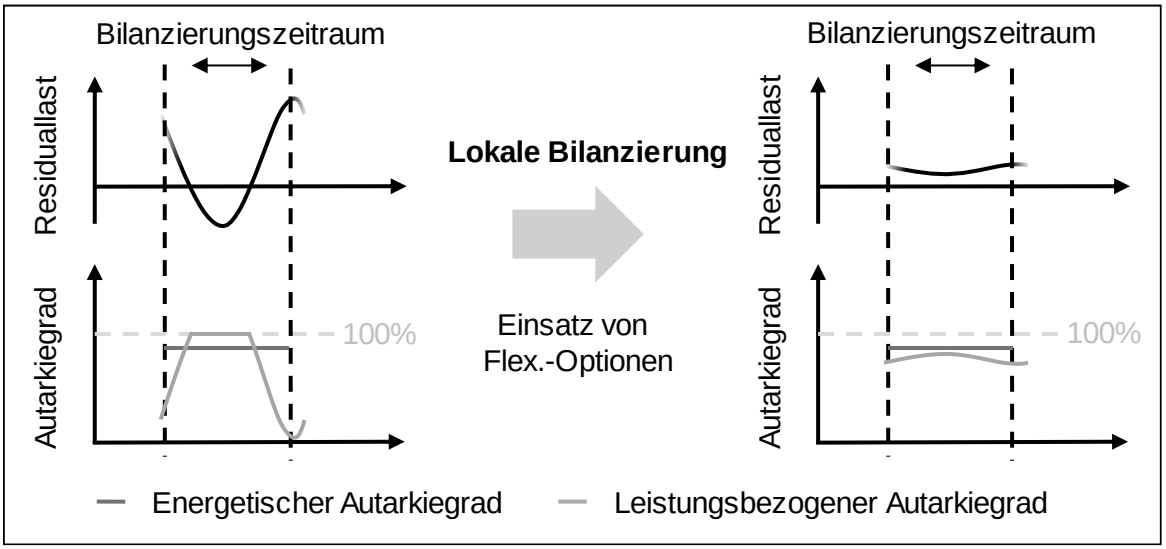

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Prinzips lokaler Bilanzierung

Für die lokale Bilanzierung können sowohl lokal vorhandene Flexibilitätsoptionen, bspw. die Verschiebung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen, als auch zusätzliche Speicher genutzt werden. Der Fokus dieser Veröffentlichung liegt auf letzterem, wobei aufgrund ihrer Modularität und flexiblen Einsatzmöglichkeit hierzu Batteriespeicher eingesetzt werden sollen.

2.2 Koordination lokaler Bilanzierung

Die räumlich abgegrenzten Betrachtungsbereiche, in denen lokal bilanziert wird, können durch die Einteilung des Gesamtsystems in ein zellulares System nach [2] und [5] bestimmt werden. Jeder dieser Betrachtungsbereiche entspricht demnach einer Zelle, welche wiederrum Teil eine überlagerte Zelle sein kann (vgl. Abbildung 2). [2, 5]

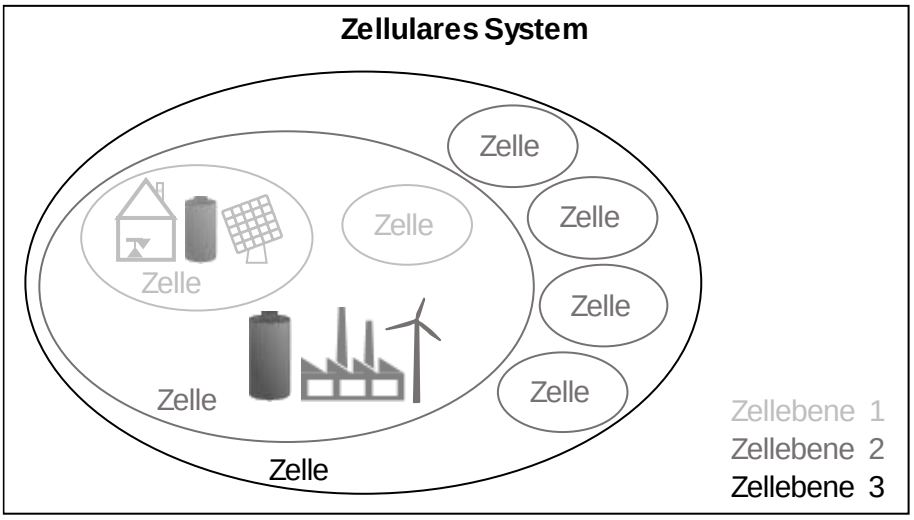

Abbildung 2: Aufbau eines zellularen Systems

Die Überführung des Elektrizitätsversorgungssystems in ein derartiges zellulares System kann, angelehnt an [2, 5], orientiert an der heutiger Grundstruktur des Elektrizitätsversorgungssystems erfolgen. Demnach stellt die kleinstmögliche Zelle, welche im Folgenden als *Netzkundenzelle* bezeichnet wird, einen Haushalt, eine Gewerbeeinrichtung oder einen Industriepark dar. Die *Netzkundenzellen* befinden sich ihrerseits in sog. *Netzzellen*. Diese können je nach Netzanschlussebene *Nieder-, Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetzzellen* sein. Die Zellebenen aus Abbildung 2 ergeben sich hieraus für ein Verteilnetz wie folgt:

- Zellebene 1: *Netzkundenzelle auf Niederspannungsebene*
- Zellebene 2: *Netzkundenzelle auf der Mittelspannungsebene Niederspannungsnetzzellen*
- Zellebene 3: *Netzkundenzelle auf der Hochspannungsebene, Mittelspannungsnetzzellen*

Die Netz- und damit Zellzuschnitt der Netzzellen stellen aufgrund der „grünen-Wiese“ Betrachtung einen Freiheitsgrad in der Ausgestaltung lokaler Bilanzierung dar.

Das grundlegende Prinzip des zellularen Ansatzes stammt aus der Automatisierungstechnik und beschreibt eine Verarbeitung der Daten auf der niedrigsten möglichen Ebene. Übertragen auf die lokale Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch lässt sich folgender *bottom-up* Koordinationsmechanismus ableiten: jede Zelle wird bilanziert und gibt das verbliebene Leistungsdefizit bzw. den Leistungsüberschuss an die überlagerte Zelle weiter, in der wiederrum eine Bilanzierung erfolgt [2, 5]. Aufgrund der zunächst grundsätzlichen Betrachtung der lokalen Bilanzierung wird keine konkrete Ausgestaltung eines Marktmechanismus betrachtet. Die Koordination innerhalb einer Zelle soll stattdessen unter der Annahme des möglichen Zugriffs auf alle Flexibilitätsoptionen sowie der Kenntnis aller notwendiger Informationen erfolgen.

2.3 Batteriespeicher zur lokalen Bilanzierung

Um die lokale Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch unabhängig vom lokalen Flexibilitätsdargebot zu untersuchen, werden zusätzliche (Bilanzierungs-) Speicher in die einzelnen Zellen integriert. In diesem Abschnitt werden Anforderungen an die

Speicherdimensionierung mit dem Ziel des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch sowie Anforderungen an die Speicherpositionierung analysiert.

2.3.1 Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch

Im Bereich der Bilanzierung bzw. des aktiven Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch finden Batteriespeicher bisher hauptsächlich Anwendung bei Heimspeichern. Für die Analyse der Länge eines in der Bilanzierung zu betrachtenden Zeitraums größerer Gebiete ist in Abbildung 3 der energetische Autarkiegrad des NUTS2-Gebiets DE (Stuttgart) eines zukünftigen Szenariorahmens für 2050 aus [8] dargestellt. Die Abbildung zeigt bereits bei einem Bilanzierungszeitraum von 24 Stunden eine deutliche Reduktion der Streuung des energetischen Autarkiegrads. Daher wird für die Dimensionierung der Batteriespeicher ein Bilanzierungszeitraum mit der Dauer eines Tages herangezogen.

In Abbildung 3 ist zusätzlich im Jahresverlauf ein deutlicher Unterschied des energetischen Autarkiegrads zwischen den einzelnen Tagen zu erkennen. Das Potential zur Steigerung des lokalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch mittels der zu dimensionierenden Speicher ist daher stark bilanzierungszeitraumabhängig. Somit ist die Erhöhung des lokalen Wirkleistungsausgleichs innerhalb einer Zelle in Abhängigkeit des energetischen Autarkiegrads individuell je Bilanzierungszeitraum zu betrachten.

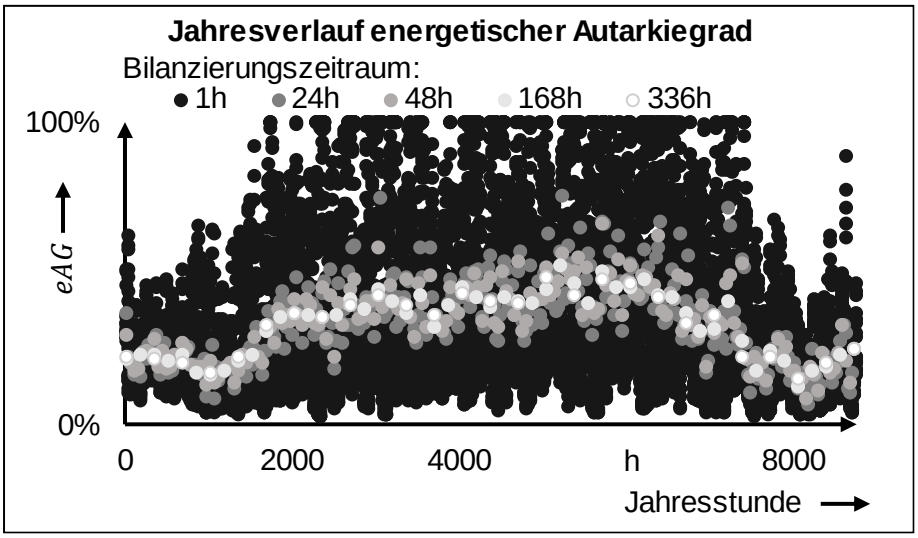

Abbildung 3: Energetische Autarkiegrad für verschiedene Längen des Bilanzierungszeitraums in einem NUTS2-Gebiet für ein Szenario 2050

2.3.2 Integration in das Netz

Die Batteriespeicher sollten so integriert werden, dass deren Einsatz möglichst netzdienlich ist. Hierzu wird im Folgenden zwischen einem netzdienlichen Verhalten innerhalb einer Zelle und zur überlagerten Netzebene unterschieden werden.

Die Schnittstelle zwischen einer Zelle und deren überlagerter Zelle kann ähnlich zu der eines Haushalts mit dem Netz gesehen werden. Analog zu Betriebsstrategien von Heimspeichern sollten daher die Last und Einspeisungen innerhalb der lokalen Bilanzierung so verschoben werden, dass die Residuallastspitzen geglättet werden [9].

Auch bei der Positionierung der Speicher innerhalb einer Zelle muss sichergestellt werden, dass dies netzdienlich erfolgt. Die Positionierung ist dann netzdienlich, wenn zum einen hierdurch die Netzverluste möglichst reduziert werden und zum anderen keine Engpässe verursacht werden, sondern, sofern Engpässe vorhanden sind, diese nach Möglichkeit behoben werden [10]. Dies kann in gering ausgedehnten Netzgebieten an wenigen auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen festgemacht werden. Typischerweise werden hier eine Starklast- und eine Schwachlastsituation betrachtet. Hinzu kommen bei sehr einspeisegeprägten Netzgebieten eine Netzsituation mit hoher Einspeisung. [11]

3 Verfahren und Modellbildung

3.1 Verfahrensübersicht

In Abbildung 4 ist eine Übersicht über das Verfahren zur Bewertung von Auswirkungen und Anforderungen lokaler Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Die Dimensionierung und Positionierung von Speichern stellen die beiden zentralen Verfahrensschritt dar.

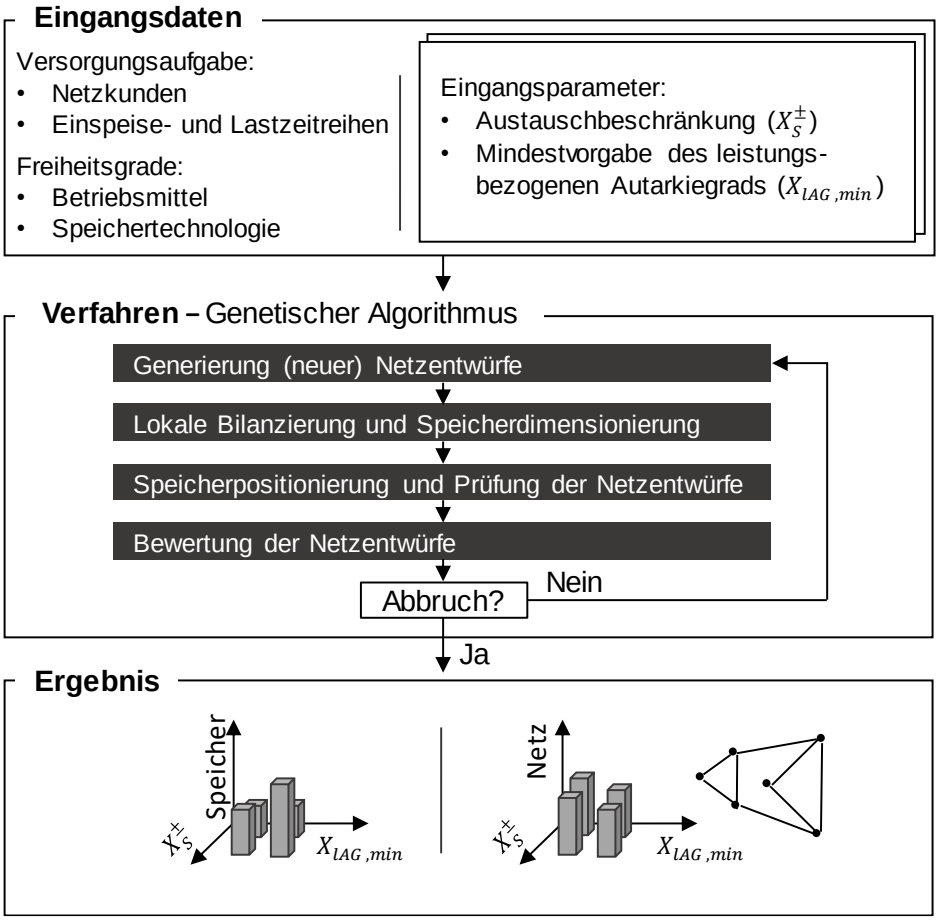

Abbildung 4: Verfahrensübersicht

Für das Verfahren dienen die geographischen Positionen der Netzkunden und deren Einspeise- und Lastzeitreihen als Eingangsdaten. Die Größe des gesamten räumlichen Betrachtungsbereichs liegt dabei im Bereich eines Mittelspannungsnetzgebiets. Zusätzlich werden für die Speicher- und Netzauslegung die Freiheitsgrade hinsichtlich der Speichertechnologien und Betriebsmittel vorgegeben.

Die wichtigsten Parameter für das Verfahren stellen die Beschränkung des Austauschs mit der überlagerten Zellebene, sowie eine Mindestvorgabe des leistungsbezogenen Autarkiegrades je Bilanzierungszeitraum dar. Die Beschränkung des Austauschs gibt dabei den Grad für ein netzdienliches Verhalten gegenüber der jeweiligen überlagerten Zelle vor. Durch eine stetige Erhöhung der Mindestvorgabe an den leistungsbezogenen Autarkiegrad kann dagegen eine Steigerung des Grads lokaler Bilanzierung forciert werden. Auf beide Parameter wird in Abschnitt 3.3 näher eingegangen.

Die integrierte Auslegung von Speicher und Netz auf der „grünen Wiese“ stellt ein nichtlineares, gemischt ganzzahliges Optimierungsproblem dar, welches geschlossen nur unter erheblichem Rechenaufwand lösbar ist. Daher wird die Problemstellung in ein dreistufiges Verfahren unterteilt und iterativ durch einen genetischen Algorithmus gelöst.

In jeder Iteration wird in dem genetischen Algorithmus eine Vielzahl von Individuen durch zufällige Initialisierung in der ersten Iteration und durch genetische Operatoren in den darauffolgenden Iterationen generiert. Jedes Individuum repräsentiert einen Netzentwurf und gibt damit gleichzeitig den Zuschnitt der Zellen vor. Hierauf aufbauend wird je Individuum eine lokale Bilanzierung gleichzeitig mit der Speicherdimensionierung *bottom–up* durchgeführt. Die hiermit dimensionierten Speicher werden in einem dritten Schritt in den jeweiligen Netzentwurf mittels verschiedener Positionierungsverfahren integriert, wobei gleichzeitig die technische Gültigkeit des Netzentwurfs geprüft wird. Abschließend erfolgt eine Bewertung der Fitness der Netzentwürfe, welche den Umgang mit dem Netzentwurf in der darauffolgenden Iteration bestimmt.

Das beschriebene Vorgehen wird iterativ fortgeführt bis die beste Fitness über mehrere Iterationen nicht mehr signifikant verbessert wird oder eine vorgegebene maximale Iterationszahl erreicht ist. Auf die einzelnen Verfahrensschritte wird in den folgenden Abschnitten detailliert eingegangen.

3.2 Generierung von Netzentwürfen

Da die Freiheitsgrade für die Planung von Niederspannungsnetzen nur gering sind, wird die Bewertung der Auswirkungen lokaler Bilanzierung auf das Netz nur für die Mittelspannungsnetzebene vorgenommen. Die Bestimmung der Niederspannungs-netzzuschnitte und somit die Bestimmung der Niederspannungszellen erfolgt daher unabhängig von der lokalen Bilanzierung nach [12] durch die Anwendung des agglomerativen hierarchischen Clusteralgorithmus average-linkage. Die Distanzen zwischen den Netzkunden werden dabei mittels realer Straßenverläufe der Plattform OpenStreetMap ermittelt. Je Niederspannungsnetzzuschnitt werden durch die Leistungsdistanz der Netzkunden des Ortsnetzes mögliche Positionen der Ortsnetzstation bestimmt. Die Position mit der geringsten Leistungsdistanz ergibt die Lage der Schnittstelle zum Mittelspannungsnetz des jeweiligen Ortsnetzes. Hierdurch liegen die Ortsnetzstationen in der Nähe großer Verbraucher und

Einspeisungen und Spannungsabweichungen in der Niederspannung werden gering-gehalten. [12]

Zwischen den Positionen der Ortsnetzstationen und der Mittelspannungskunden werden wiederrum durch reale Straßenverläufe mögliche Kabelrouten für die Mittelspannungsnetz-planung ermittelt. Da in der Praxis nur benachbarte Ortsnetzstationen bzw. Netzkunden miteinander verbunden werden, können die identifizierten Kabelrouten mittels Delaunay Triangulierung für die anschließende Netzplanung reduziert werden. [13]

Jede der verbliebenen Kabelrouten entspricht einem Gen der Individuen des genetischen Algorithmus. Durch entsprechende Codierung jedes Gens wird die Anzahl sowie der Typ der Leitung auf der jeweiligen Kabelroute festgelegt. Für jedes Individuum wird auf Basis dessen ein Mittelspannungsnetzentwurf erstellt, welcher zunächst auf seine Struktur geprüft und angepasst wird, sodass eine strukturelle (n-1)-Anbindung jedes Mittelspannungsnetzknoten sowie die Verbindung jedes Knoten mit mindestens einem der Umspannwerke sichergestellt ist. Jedes Teilnetz des Netzentwurfs entspricht einer Mittelspannungsnetzzelle. [14]

3.3 Lokale Bilanzierung und Speicherdimensionierung

Ausgehend von den Netzzellenzuschnitten wird je Individuum die lokale Bilanzierung integriert mit der Speicherdimensionierung durchgeführt. Dies erfolgt *bottom-up,* ausgehend von der untersten Zellebene. Das verbliebene Leistungssaldo einer Zelle dient hierbei der Bilanzierung der überlagerten Zelle als Eingangsdatum.

Nachfolgend wird das Vorgehen für die lokale Bilanzierung und Speicherdimensionierung anhand einer Zelle und einem Bilanzierungsraum i der Länge ΔT erläutert. Für die Modellierung dieses Schrittes sollen die Parameter des Betrachtungsbereichs, wie in Abbildung 5 dargestellt, definiert werden.

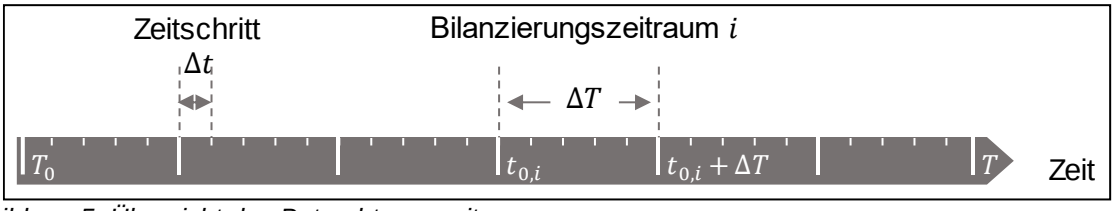

Abbildung 5: Übersicht des Betrachtungszeitraums

Das Ziel dieses Verfahrensschritts ist die minimale Auslegung der Speicher unter Einhaltung eines vorgegebenen Grades an lokaler Bilanzierung. Hierzu wird ein Optimierungsproblem aufgestellt, welches anschließend geschlossen gelöst wird. Die Zielfunktion der Optimierung setzt sich aus zwei Teilen zusammen: Zum einen die Investitionskosten der Speicher und zum anderen die Betriebskosten für die Verluste der Speicher.

Der Grad der lokalen Bilanzierung wird als Parameter $X_{lAG,min}$ so vorgegeben, dass der leistungsbezogene Autarkiegrad lAG_t einen gewissen Anteil des energetischen Autarkiegrads eAG_i des Bilanzierungszeitraum i einhält. Dies ist gleichbedeutend damit, dass ein gewisser Anteil des vorhandenen Potentials zur lokalen Bilanzierung in jedem Fall genutzt werden muss. Durch die Erzeugung P_E und den Verbrauch P_V innerhalb des Bilanzierungszeitraums

wird das Potential zur lokalen Bilanzierung exogen festgelegt. Die beiden Autarkiegrade lassen sich wie folgt bestimmen:

$$lAG_t \geq X_{lAG,min} \cdot eAG_i$$

$$mit\ eAG_i = \begin{cases} 1, & \sum_{t=t_{0,i}}^{t_{0,i}+\Delta T} P_{E_t} > \sum_{t=t_{0,i}}^{t_{0,i}+\Delta T} P_{V_t} \\ \frac{\sum_{t=t_{0,i}}^{t_{0,i}+\Delta T} P_{E_t}}{\sum_{t=t_{0,i}}^{t_{0,i}+\Delta T} P_{V_t}}, & sonst \end{cases}$$

$$und\ lAG_t = \begin{cases} 1, & P_{E_t} + P^+_{flex_t} > P_{V_t} + P^-_{flex_t} \\ \frac{P_{E_t} + P^+_{flex_t}}{P_{V_t} + P^-_{flex_t}}, & sonst \end{cases}$$

$$\forall\ t \in [t_{0,i}; t_{0,i} + \Delta T]\ mit\ X_{lAG,min} \in [0;1]$$

Die Verschiebung $P^{\pm}_{flex_t}$ der Einspeisung und des Verbrauchs wird in diesem Zusammenhang über das Laden und Entladen der Speicher ermöglicht, wobei die maximale Höhe der Lade- und Entladeleistung des Speichers die notwendige installierte Leistung des Speichers bestimmt.

Für die Bestimmung der installierten Kapazität der Speicher ist eine zeitkoppelnde Modellierung des Speicherfüllstandes notwendig. Dieser hängt von Ladung und Entladung in einem Zeitschritt sowie dem Füllstand im vorherigen Zeitschritt ab. Die Änderung des Füllstands durch Laden und Entladen wird durch die beiden Wirkungsgrade zum Laden und Entladen beeinflusst. Außerdem sind Selbstentladungsvorgänge mit einer Selbstentladungsrate zwischen den Zeitschritten zu berücksichtigen.

Aufgrund von Alterungseigenschaften werden den Speichern ein minimaler und maximaler prozentualer Ladezustand SOC (state of charge) vorgegeben, zwischen dem sich der Füllstand des Speichers bewegen darf. Des Weiteren wird am Anfang und am Ende jedes Bilanzierungszeitraums der gleiche Speicherstand angenommen. Die installierte Kapazität des Speichers lässt sich entsprechend als maximaler auftretender Speicherfüllstand bestimmen. Für den zweiten Teil der Zielfunktion ist die Kenntnis der Verluste der Speicher notwendig. Diese können über die Wirkungsgrade sowie des Selbstentladungsgrad ermitteln werden.

Für den netzdienlichen Einsatz der Speicher gegenüber der überlagerten Netzebene wird die Rückspeisung und der Bezug mit den beiden Beschränkungsfaktoren X_S^+ und X_S^- in Abhängigkeit des maximalen bzw. minimalen Austauschs in diesem Bilanzierungszeitraum P_{max_i} und P_{min_i} vor lokaler Bilanzierung folgendermaßen beschränkt:

$$X_S^- \cdot P_{min_i} \leq P_{Austausch_t} \leq X_S^+ \cdot P_{max_i}, \forall\ t \in [t_0; T]\ mit\ X_S^-, X_S^+ \in [0;1]$$
$$mit\ P_{Austausch_t} = P_{E_t} - P_{V_t} + P^+_{flex_t} - P^-_{flex_t}$$

Die beiden Beschränkungsfaktoren werden als Parameter vorgegeben. Da nicht immer hinreichend Verschiebepotential vorliegt, um diese Beschränkung einzuhalten, wird dies zunächst geprüft und die beiden Beschränkungsfaktoren solange erhöht bis diese eingehalten werden können.

3.4 Speicherpositionierung und technische Prüfung der Netzentwürfe

Als Ergebnis des vorherigen Schrittes liegt neben dem Speichereinsatz die notwendige Speicherleistung und -kapazität je Zelle vor. Während die dimensionierten Speicher einzelner Netzkundenzellen diesen einfach zugeordnet werden können, bestehen bei der Positionierung innerhalb der Netzzellen mehrere Möglichkeiten für die Verteilung im Netz. Da die Auslegung der Niederspannungsnetze nicht Bestandteil dieser Veröffentlichung ist, werden die in den Niederspannungsnetzzellen dimensionierten Speicher an den Ortsnetzstationen platziert.

Die Positionierung der Speicherleistung und -kapazität in den Mittelspanungsnetzzellen wird anhand weniger kritischer Netznutzungsfälle durchgeführt. Zunächst wird mittels des Betrags der Residuallast je Netzknoten in diesen Netznutzungsfällen die gesamte Speicherleistung und -kapazität proportional auf eine gewisse Anzahl an Netzknoten verteilt.

Diese Verteilung dient als Startlösung, welche anschließend mittels einer abgewandelten Formulierung eines *Security Constrained Optimal Powerflow* (*SCOPF)* so verändert wird, dass die Engpassarbeit sowie die Verluste in diesen kritischen Netznutzungsfällen minimiert werden und gleichzeitig die Vorgaben des Mindestautarkiegrads weiterhin eingehalten wird. Die Netznutzungsfälle werden dabei geschlossen betrachtet: Wird der Speichereinsatz zur Behebung eines Engpasses ausgehend von der Startverteilung von einem zu einem anderen Netzknoten in einem der Netznutzungsfälle verschoben, führt dies zu einer Umverteilung der Speicher im Netz und damit auch zu einer veränderten Verteilung des Speichereinsatzes in allen anderen Netznutzungsfällen.

Die Verschiebung der Leistung und Kapazität erfolgt relativ zu der Verschiebung des Voreinsatzes der Speicher in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen aus dem vorherigen Verfahrensschritt, der lokalen Bilanzierung. Der Voreinsatz kann als unflexible angenommen werden, da dieser in den betrachteten Extremsituationen sehr nah an den Lade- bzw. Entladegrenzen liegt und daher eine Abweichung von dem vorher bestimmten Voreinsatz ohne die Verletzung der Mindestautarkiegradvorgabe nur begrenzt möglich ist. Hierdurch können auch zeitkoppelnde Nebenbedingungen vernachlässigt werden, da der Voreinsatz das Einhalten der zeitkoppelnden Nebenbedingungen gewährleistet.

Sofern das Netz nach der Positionierung der Speicher weiterhin engpassbehaftet ist, wird der Netzentwurf als technisch ungültig bewertet und anschließend mittels Zubauheuristiken solange angepasst, bis das Netz engpassfrei ist [14]. Die Speicher werden entsprechend immer so positioniert, dass dieser nachgelagerte Zubau möglichst minimal ausfällt.

Zur Bewertung dieser *optimierten Positionierung* wird dieser mit den zwei folgenden einfacheren Ansätzen verglichen:

- *Zentrale Positionierung:* die Speicherleistung und -kapazität werden zentral an den Übergabepunkten zur überlagerten Zellebene (in der Mittelspannung an den Umspannwerken) positioniert.

- *Residuallastbasierte Positionierung:* die Speicherleistung und -kapazität werden wie bei der Startlösung des optimierten Ansatzes auf die Netzknoten in Abhängigkeit der Höhe des maximalen Betrags der Residuallast je Knoten verteilt. Es erfolgt keine anschließende Optimierung.

Anhand des Mengengerüsts und der Verluste wird abschließend eine Kostenbewertung des Netzes vorgenommen. Diese bestimmt gemeinsam mit den Kosten für die Speicher die Fitness des Netzentwurfs bzw. des Zellzuschnitts.

4 Exemplarische Untersuchungen

Das beschriebene Verfahren wird auf ein ländliches Netzgebiet mit insgesamt 4207 Netzkunden auf der Niederspannungsebene und zehn Netzkunden auf der Mittelspannungsebene mit einer aggregierten Jahreshöchstlast von 24,6 MW angewendet. Außerdem befinden sich auf der Erzeugungsseite PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 37,3 MW und Windkraftanlagen mit 8,6 MW in dem Netzgebiet.

Im Folgenden wird zunächst anhand eines Netzkunden der beschriebene Verfahrensteil zur Dimensionierung der Batteriespeicher veranschaulicht. Darauf aufbauend werden die Auswirkungen des Grads der lokalen Bilanzierung auf den notwendigen Speicherbedarf untersucht. Abschließend wird der Ansatz zur optimierten Speicherpositionierung anhand der beschriebenen einfachen Ansätze bewertet.

4.1 Exemplarische Netzkundenzelle

Der betrachtete Netzkunde besitzt eine PV-Anlage mit der installierten Leistung von 6,25 kW, eine Jahreshöchstlast von 8,4 kW und einem zusätzlichen Elektrofahrzeug mit einer maximalen Ladeleistung von 3,3 kW, welches bei Ankunft immer so schnell wie möglich geladen wird. Für die Dimensionierung der Speicher wird der maximale Austausch durch $X_S^{\pm} = 70\ \%$ beschränkt und ein Mindestautarkiegrad von $X_{lAG,min} = 80\ \%$ vorgegeben.

Der in der Optimierung ausgelegte Speicher weist eine Leistung von 7,8 kW und eine Kapazität von 33 kWh auf. In Abbildung 6 ist der Verlauf des Austauschs vor und nach der Bilanzierung bzw. Speicherdimensionierung für vier ausgewählte Wochen dargestellt. Die Reduktion und damit die Glättung der Last- und Einspeisespitzen unter die vorgegebene Begrenzung ist hier deutlich zu auszumachen.

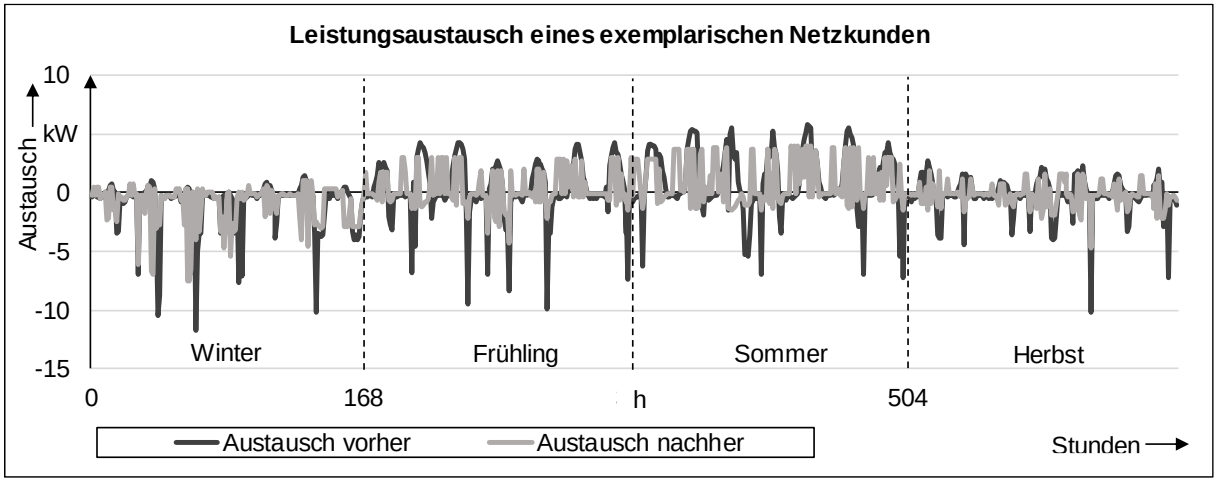

Abbildung 6: Leistungsaustausch vor und nach der Durchführung der Bilanzierung/Speicher-dimensionierung der Netzkundenzelle

Die Graphik in Abbildung 7 zeigt zudem den Verlauf des leistungsbezogenen Autarkiegrad vor und nach der Bilanzierung sowie den Verlauf des energetischen Autarkiegrads. Hier ist eine deutliche Angleichung des leistungsbezogenen an den energetischen Autarkiegrad durch die Bilanzierung und den Speichereinsatz zu beobachten. Die Vorgabe an den leistungsbezogenen Autarkiegrad von 80 % des energetischen Autarkiegrads wird in jedem Bilanzierungszeitraum eingehalten.

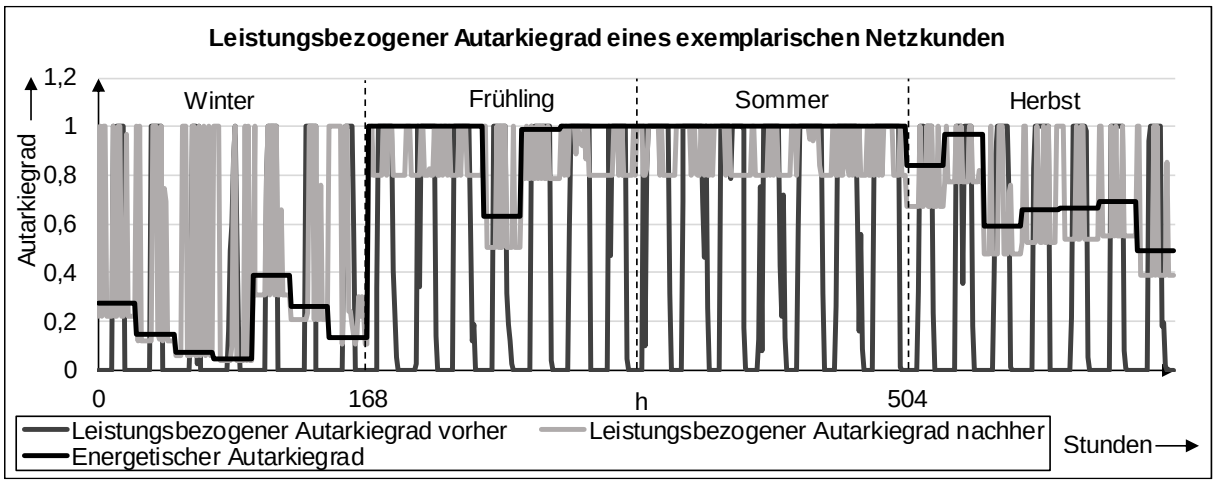

Abbildung 7: Autarkiegrade vor und nach der Durchführung der Bilanzierung/Speicherdimensionierung der Netzkundenzelle

Anhand der Ergebnisse dieses Netzkunden kann der Verfahrensschritt zur Bilanzierung und Speicherdimensionierung einer Zelle validiert werden. Es wird sowohl die Vorgabe zum Mindestautarkiegrad als auch die Beschränkung des maximalen Austauschs in der Optimierung eingehalten.

4.2 Einfluss zunehmender lokaler Bilanzierung auf den Speicherbedarf

In der Folge wird untersucht, wie sich eine Steigerung des Grads der lokalen Bilanzierung auf den Speicherbedarf des gesamten Netzgebiets auswirkt. Dabei wird wiederraum der maximale

Austausch der Zellen mit der überlagerten Zelle mit $X_S^{\pm} = 70\,\%$ und $X_S^{\pm} = 60\,\%$ beschränkt und die Vorgabe für den Mindestautarkiegrad stetig erhöht.

Die Ergebnisse der Auswirkung dieser Erhöhung sind in Abbildung 8 anhand der hierfür notwendigen Speicherkapazität aufgezeigt. Die Ergebnisse für die Speicherleistung verhalten sich analog. Es ist zu erkennen, dass bei geringen Mindestvorgaben an den leistungsbezogenen Autarkiegrad die Unterschiede des notwendigen Speicherbedarfs zwischen den beiden Begrenzungen des Austauschs $X_S^{\pm} = 70\,\%$ und $X_S^{\pm} = 60\,\%$ deutlich größer sind als im Bereich höherer Vorgaben. Daraus lässt sich schließen, dass bei geringeren Mindestautarkiegradvorgabe (unter 80 %) der Einfluss der Beschränkung des Austauschs in der Speicherdimensionierung deutlich größer ist als bei höheren Vorgaben.

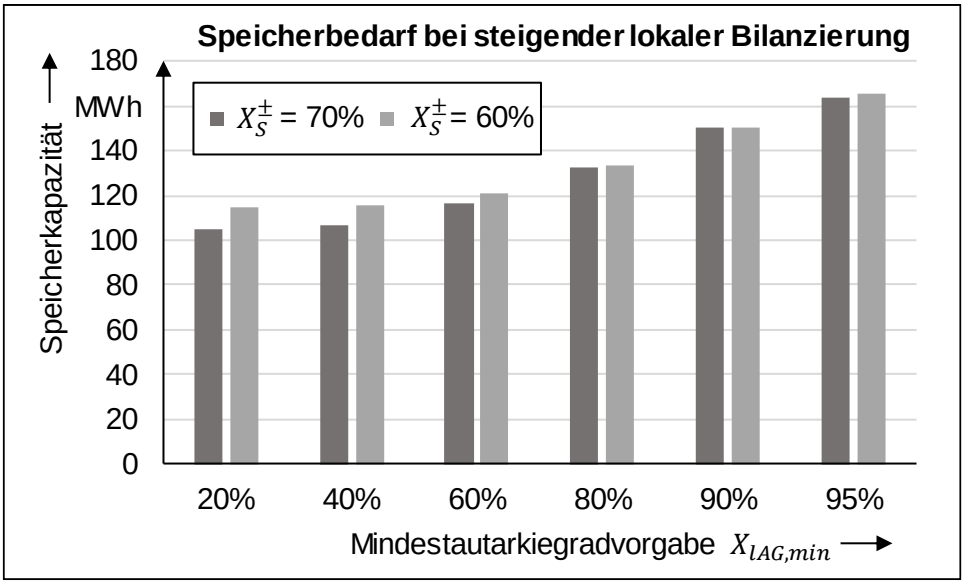

Abbildung 8: Notwendige Speicherkapazität bei steigendem Grad lokaler Bilanzierung

Des Weiteren ist auszumachen, dass der Speicherbedarf zunächst linear ansteigt und im Bereich höhere Mindestautarkievorgaben deutlich stärker anwächst. Der Anstieg zwischen 90 % und 95 % ist fast dreimal so groß wie der Anstieg zwischen 40 % und 60 %. Eine immer höhere Nutzungsrate des Potentials lokaler Bilanzierung ist folglich mit einem deutlichen Anstieg des Bedarfs an Speicher verbunden.

4.3 Vergleich unterschiedlicher Positionierungsmethoden

Abschließend wird die Auswirkung der Integration der Speicher zur lokale Bilanzierung für die beiden Beschränkungen des maximalen Austauschs von $X_S^{\pm} = 70\,\%$ und $X_S^{\pm} = 60\,\%$ untersucht. Dabei wird ein Mindestautarkiegrad von $X_{lAG,min} = 80\,\%$ je Bilanzierungszeitraum vorgegeben. Als Referenz wird für beide Betrachtungen eine Grundsatzplanung ohne die Durchführung der lokalen Bilanzierung verwendet.

In Abbildung 9 sind die Änderungen der Netzkosten (zusammengesetzt aus Investitions- und Betriebskosten) auf der Mittelspannungsebene im Vergleich zum Referenzfall für die verschiedenen Positionierungsansätze aufgezeigt. Da bei der *zentralen Positionierung* die

Speicher direkt an die Umspannwerke angeschlossen werden, haben diese nur Einfluss auf die Dimensionierung der Transformatoren zum überlagerten Hochspannungsnetz. Daher ist die Reduktion der Netzkosten in der Mittelspannungsnetzzelle bei der *zentralen Positionierung* auf das netzdienliche Verhalten der unterlagerten Zellen zurückzuführen. Hierdurch ist bereits eine Reduktion der Netzkosten von bis zu 11 % möglich. Der Unterschied in den Einsparungen an Netzkosten zwischen den beiden Austauschbeschränkungen liegt hier bei ungefähr 1 %.

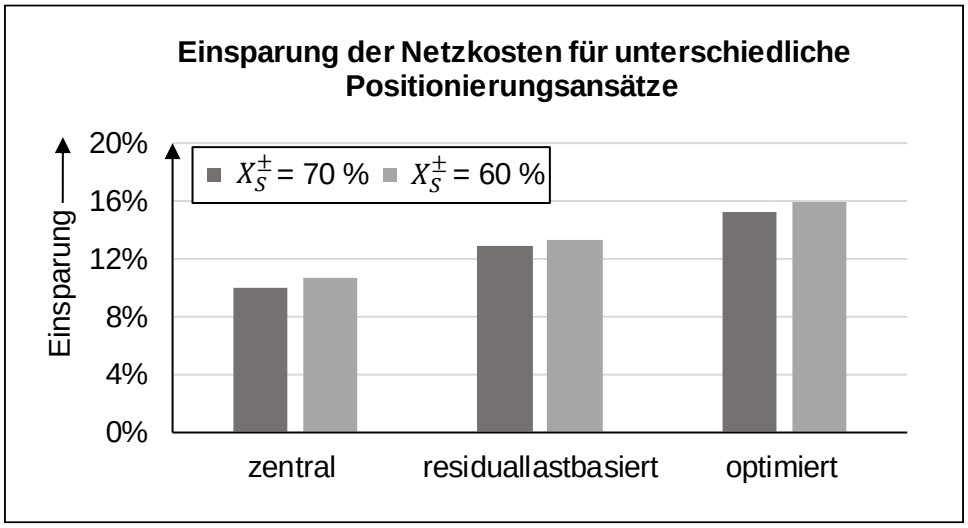

Abbildung 9: Einfluss verschiedener Positionierungsansätze auf die Netzkosten der Grundsatzplanung

Durch eine netzdienliche Integration der für die Mittelspannungsnetzzelle dimensionierten Speicher lassen sich die Netzkosten weiter reduzieren. Bereits durch den Ansatz der *residuallastbasierten Positionierung* lassen sich bei beiden Vorgaben zur Beschränkung des Austauschs weitere 3 % bzw. 2,7 % an Netzkosten einsparen. Bei der *optimierten Positionierung* ist eine weitere Einsparung von 2,2 % bzw. 2,4 % möglich. Die Ergebnisse verdeutlichen den Mehrwert einer netzdienlichen Positionierung der Speicher in den Mittelspannungsnetzzellen, insbesondere unter Berücksichtigung der Netzstruktur. Zusätzlich kann der Verfahrensschritt der *optimierten Speicherpositionierung* anhand der Ergebnisse validiert werden.

5 Zusammenfassung

Die lokale Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch stellt eine Alternative zum Netzausbau in überlagerten Netzebenen dar. Dies erfordert jedoch aufgrund der unflexiblen Charakteristik des Verbrauchs und der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Integration von zusätzlichen Flexibilitäten in Form von Speichern. Daraus ergibt sich die zentrale Fragestellung dieser Veröffentlichung, wie Speicher mit dem Ziel der lokalen Bilanzierung dimensioniert und positioniert werden können. Hierfür wird ein mehrstufiges Verfahren basierend auf einem genetischen Algorithmus vorgestellt, in dem zunächst eine Unterteilung eines Verteilnetzgebiets in ein zellulares System vorgenommen wird. Die lokale Bilanzierung wird innerhalb dieses zellularen Systems für jede Zelle *bottom-up* durchgeführt, wobei gleichzeitig die hierzu notwendigen Speicher dimensioniert werden. Die auf der Mittelspannungsebene so erforderlichen Speicher werden auf Basis eines abgewandelten *Security Constrained Optimal Powerflow* im Netz positioniert. Anhand der Ergebnisse können

die beiden Verfahrensschritte der Bilanzierung einer Zelle bzw. der Speicherdimensionierung und der optimierten Speicherpositionierung validiert werden. Außerdem ist ein deutlicher Anstieg des Speicherbedarfs mit steigendem Grad des lokalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch zu beobachten. Gleichzeitig kann der Netzbedarf durch die lokale Bilanzierung auf der Mittelspannungsnetzebene deutlich reduziert werden.

Literatur

[1] Horn, Friedrich et al., *Regionaler Balancekreis − Grundlage und Anreiz für dezentrale Lösung.*

[2] ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze, *Der zellulare Ansatz,* 2015.

[3] Consentec GmbH, *Netzstresstest,* 2016.

[4] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0,* 2018.

[5] Abschlussbericht Modellstadt Mannheim (moma) , *Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit,* 2013.

[6] Tjaden, Tjarko et al., *Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeicher zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten,* 2015.

[7] Weniger, Johannes et al., *Sizing of residential PV battery systems,* 2014.

[8] J. Hüttenrauch et al., *Abschlussbericht KonStGas: Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen,* 2017.

[9] Moshövel, J. et al., *Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption,* 2015.

[10] Aundrup, T. et al., *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene: Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze,* 2015.

[11] Scheffler, J., *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk,* 2016.

[12] Verheggen, Lukas, *Kombinierte Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung betrieblicher Maßnahmen und Unsicherheiten,* 2017.

[13] Rotering, Niklas, *Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbaren Lasten,* 2013.

[14] Maurer, H.-C. G., *Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze,* 2004.