

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <http://www.researchgate.net/publication/273145462>

Optimale Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen

CONFERENCE PAPER · MARCH 2015

DOI: 10.13140/RG.2.1.1308.9123

DOWNLOADS

65

VIEWS

57

4 AUTHORS, INCLUDING:



Matthias Resch

Reiner Lemoine Institut

10 PUBLICATIONS 0 CITATIONS

SEE PROFILE



Jochen Bühler

Reiner Lemoine Institut

7 PUBLICATIONS 3 CITATIONS

SEE PROFILE



Andreas Sumper

Polytechnic University of Catalonia

101 PUBLICATIONS 876 CITATIONS

SEE PROFILE

Optimale Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen

Matthias Resch¹, Jochen Bühler¹, Hendrik Huyskens¹, Andreas Sumper²

¹ Reiner Lemoine Institut gGmbH, Ostendstraße 25, 12459 Berlin, Germany

Phone +49 (0)30 5304 2011, E-Mail: matthias.resch@rl-institut.de, <http://www.reiner-lemoine-institut.de/>

² UPC - Universitat Politècnica de Catalunya, 187 Carrer Comte d'Urgell, 08036 Barcelona, Spain

Zusammenfassung - In der vorliegenden Arbeit wird eine Methodik entwickelt, um stationäre Großbatterien in Verteilnetzen technisch-wirtschaftlich optimal zu positionieren. Das Batteriesystem wird dort eingesetzt, wo die zeitnahen Netzausbaukosten bei steigendem Zubau von dezentralen Erneuerbaren Energieanlagen maximal sind. Mithilfe eines Algorithmus werden potenzielle Standorte in unterschiedlichen Verteilnetzen miteinander verglichen und eine Rangfolge erstellt. Angewendet wird die Methodik auf elf Mittelspannungs- und 80 in Frage kommende Ortsnetze eines Netzgebietes in Süddeutschland. Nur Standorte in der Niederspannung kommen in Frage. Durch die Analyse der Netzparameter der am meisten erfolgversprechenden Standorte, können drei allgemeine Auswahlkriterien entwickelt werden, anhand derer in Zukunft eine Vorauswahl potenzieller Batteriestandorte vereinfacht vorgenommen werden kann. Damit wird Verteilernetzbetreibern ein Werkzeug an die Hand gegeben, mit dem sie ohne aufwändige Simulationen potenzielle Batteriestandorte in ihrem Netzgebiet bestimmen können.

1. Einleitung

Im Einleitungskapitel wird das Projekt vorgestellt in dem die Arbeit eingebettet ist sowie auf die Motivation und die Ziele eingegangen.

1.1 Das SmartPowerFlow-Projekt

Diese Arbeit ist Bestandteil des SmartPowerFlow-Projektes der Verbundpartner SMA Solar Technology AG, Younicos AG, Lechwerke Verteilnetze GmbH (LVN) und Reiner Lemoine Institut gGmbH (RLI). Ziel ist es, den Betrieb einer Großbatterie als Alternative zu klassischem Netzausbau zu untersuchen. Das eingesetzte Batteriesystem besteht dabei aus einem neu entwickelten Batteriewechselrichter von SMA Solar Technology und einer Redox-Flow-Batterie. Der Wechselrichter hat eine Scheinleistung von 630 kVA und eine Wirkleistung von 200 kW. Die Redox-Flow-Batterie der Firma Cellstrom GmbH weist eine maximale Lade- und Entladeleistung von 200 kW bei einer Kapazität von 400 kWh auf. Das Batteriesystem wird voraussichtlich im Frühjahr 2015 in das Verteilnetz der LVN integriert und an deren Leitwarte angeschlossen. Younicos ist für die Entwicklung und Umsetzung des Energiemanagements für die Redox-Flow-Batterie und deren technische Anbindung an die Leitwarte zuständig. Das Reiner Lemoine Institut verantwortet die Projektkoordination, die Batteriepositionierung, die Entwicklung von Betreibermodellen, die systematische Analyse der Auswirkungen verschiedener

Betriebsmodi auf das Netz, sowie die wirtschaftliche Gesamtbewertung der unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten.

1.2 Motivation und Ziel der Arbeit

Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich heute im Umbruch. In der Vergangenheit wurde elektrische Energie durch Großkraftwerke in die Transportnetze der Hochspannungsebene eingespeist und über Verteilnetze der niederen Spannungsebenen an die Verbraucher weitergeleitet. Aufgrund des von der Bundesregierung beschlossenen Atomausstiegs und der Festlegung nationaler Ziele zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen um dem Klimawandel entgegenzuwirken, wird seit Einführung des Gesetzes zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG) im Jahr 1998 der Ausbau regenerativer Energieerzeugungsanlagen massiv vorangetrieben. Als Konsequenz ist der Anteil regenerativer Energie am gesamtdeutschen Strommix in den letzten Jahren stark angestiegen - allein zwischen 2000 und 2010 hat er sich mehr als verdreifacht [1].

Regenerativ erzeugter Strom wird im Norden der Bundesrepublik überwiegend mit Windenergieanlagen und im Süden zu großen Teilen durch Photovoltaikanlagen erzeugt [1]. Durch zur Verfügung gestellte Fördermittel sind die Gestehungskosten von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) stark gefallen, wodurch EE-Anlagen heute bereits teilweise zu Haushaltspreisen Strom produzieren können [2]. Laut dem Energiekonzept der Bundesregierung [3] soll bis 2050 80% der Bruttostromerzeugung durch erneuerbare gedeckt werden, zudem soll der Ausbau von EE auch in Zukunft gefördert werden, sodass auch künftig in Deutschland mit einem vermehrten Ausbau an Erneuerbaren Energien zu rechnen ist.

Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken sind EE-Anlagen aufgrund ihrer geringen installierten Leistung überwiegend dezentral am Verteilnetz angeschlossen. So speisen zum Beispiel 80% der Photovoltaikanlagen in das Niederspannungsnetz ein [4]. 2010 überstieg die installierte Erzeugungsleistung im Verteilnetz die des Übertragungsnetzes [5].

Die Energieerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen unterliegt starken Schwankungen und ist somit nur bedingt prognostizierbar. Durch die Abhängigkeit vom Wetter entspricht die Energieerzeugung aus EE nicht zu jedem Zeitpunkt dem örtlichen Bedarf der Endkunden, daher führt sie zeitweise zu einer Umkehrung des Lastflusses im Stromnetz [6.]

Da die deutschen Stromnetze aber unidirektional, das heißt mit einem Leistungsfluss von den hohen zu den niedrigeren Spannungsebenen, ausgelegt sind, kann die Stromerzeugung durch EE-Anlagen zu Stabilitätsproblemen führen. Zum Beispiel ist das Schutzkonzept nicht auf eine Umkehrung des Leistungsflusses ausgelegt. Bereits heute hat ein Teil der Verteilnetze seine Aufnahmefähigkeit für EE-Anlagen erreicht [5], da insbesondere schwache Netze einen hohen EE-Ausbau aufweisen [4]. Somit ist ein weiterer Zubau von EE oftmals nur im Zusammenhang mit

umfangreichen Netzverstärkungsmaßnahmen möglich [7]. Der Ausbau ist gängige Methode um Engpässe im Netz zu vermeiden, bei der allerdings Gefahr besteht, dass nach einem langwierigen Prozess Kapazitäten geschaffen werden, welche nur eine geringe Ausnutzung aufweisen. So speisen Photovoltaikanlagen beispielsweise in Süddeutschland in weniger als 100 Stunden pro Jahr mehr als 90% der installierten Nennleistung ins Netz ein [8]. Dennoch muss das Stromnetz für 100% der Nennleistung ausgelegt sein [9]. Das führt zu einem ineffizienten Netzbetrieb und dazu, dass so entstehende Kosten über höhere Netznutzungsentgelte auf die Allgemeinheit umgelegt werden. Daher müssen Alternativen untersucht und bewertet werden.

Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf dem Einsatz von Großbatterien - Ziel ist dabei ihre optimale Positionierung in Verteilnetzen. Die untersuchten Verteilnetze liegen im Netzgebiet der Lechwerke Verteilnetz GmbH (LVN) in Süddeutschland, dessen rasanten Zubau von EE-Anlagen in Abbildung 1.1 dargestellt ist [10].

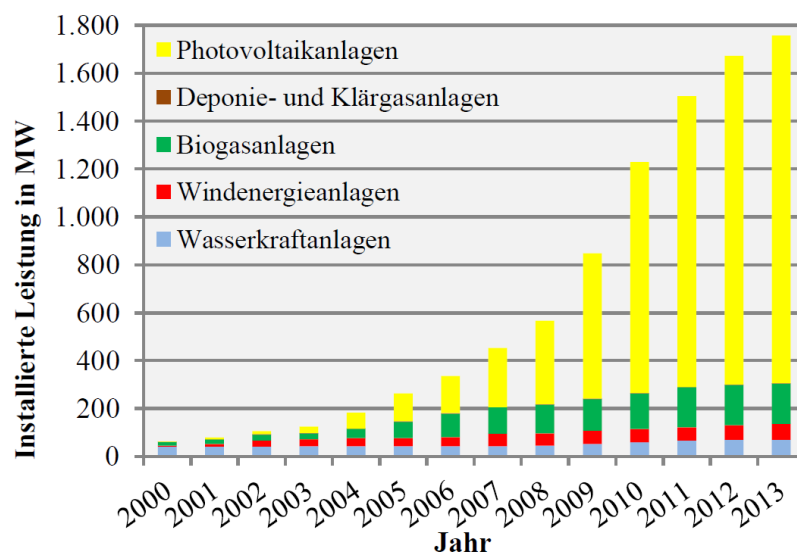


Abbildung 1.1: Installierte Leistung von EE-Anlagen im Netzgebiet der LV N, nach [10]

In Kapitel 2 wird zunächst der Aufbau des betrachteten Verteilnetzes erläutert. Weiter werden die rechtlichen Rahmenbedingungen zur Spannungshaltung in Verteilnetzen erklärt, die dazu führen, dass das Netz mit steigenden Anteilen an fluktuierenden Erzeugern, um die es sich bei den EE handelt, ausgebaut werden muss. Hierbei liegt der Fokus auf der Einhaltung der Spannungsgrenzwerte, da laut einer Umfrage unter Verteilnetzbetreibern dies der Hauptnetzausbaugrund in Verteilnetzen ist [5]. Es wird auf die Ursachen der Spannungsbandverletzungen durch fluktuierende Erzeuger eingegangen und der Einsatz von Speichern als Lösung von Spannungsstabilitätsproblemen vorgestellt.

In Kapitel 3 wird eine entwickelte Methodik in drei Schritten zur Batteriepositionierung beschrieben und ein Simulationsmodell erarbeitet. Anhand von Sensitivitätsuntersuchungen der Simulationsannahmen und dessen Parameter wird

die Methodik in Kapitel 4 validiert. Anschließend werden im selben Kapitel die Ergebnisse der Standortsuche eingehend analysiert und allgemeingültige Kriterien abgeleitet, die einen optimalen Batteriestandort auszeichnen. Abschließend wird die Arbeit in Kapitel 5 zusammengefasst und Anknüpfungspunkte an diese Untersuchung aufgeführt.

2. Grundlagen

Im folgenden Kapitel wird der Aufbau des Verteilnetzes und deren technische Eigenschaften erklärt. Weiter werden die rechtlichen Grundlagen erläutert die für die Planung und den Betrieb dieser Netze unerlässlich sind. Es werden mögliche Spannungsstabilitätsprobleme erläutert, die mit einem steigenden Anteil an fluktuierenden Erzeugungsanlagen im Verteilnetz einhergehen. Neben dem traditionellen Netzausbau werden verschiedener technischer Alternativen eingehender erläutert.

2.1 Allgemeiner Aufbau des Verteilernetzes

In dieser Arbeit liegt der Fokus auf den Verteilnetzen in Deutschland. Elektrische Netze lassen sich anhand der Normspannungen UN einteilen, die in der DIN VDE 0175 festgelegt sind. Im Rahmen dieser Arbeit ist das Verteilnetz als Netz definiert, dass aus dem NS-Netz und dem MS-Netz (bis inklusive der 20 kV Spannungsebene) besteht. Je nach Lastdichte, historischem Verlauf, Bebauung und wirtschaftlichen Betrachtungen werden verschiedene Netzstrukturen in den MS- und NS-Netzen realisiert.

Die eingesetzten Netzstrukturen in der Mittelspannungsebene basieren überwiegend auf Ring- und Strangstrukturen [11]. Der Unterschied zwischen diesen beiden Netzformen besteht darin, dass Strangnetze im Gegensatz zu Ringnetzen eine Verbindung zwischen zwei unterschiedlichen Umspannstationen darstellen. In einer repräsentativen Umfrage von Melzer et al. [12] wurde ermittelt, dass 84 % der MS-Netze in Deutschland als offene Ringnetze betrieben werden. Üblicherweise speisen Ring- und Strangnetze fünf bis zehn Ortsnetzstationen. Aus einer Analyse der veröffentlichten Daten von 444 Verteilnetzbetreibern (VNB) ergeben sich im Mittel acht Abgänge an der Sammelschiene SS der Umspannwerke UW [13].

Niederspannungsnetze dienen hauptsächlich der Versorgung von Privat- sowie kleineren Gewerbekunden. Sie werden heutzutage fast ausschließlich als Strahlennetze betrieben (wobei bei einer hohen Stationsdichte in der Regel Verbindungsstellen zu benachbarten Netzbezirken vorhanden sind) [14]. Der Aufbau von NS-Netzen orientiert sich maßgeblich an der Siedlungsstruktur. So sind zum Beispiel Kabel und Freileitungen in der Regel am Straßenrand oder an Grundstücksgrenzen verlegt.

Die Anbindung der Niederspannungsnetze an die Mittelspannungsnetze erfolgt über Ortsnetzstationen (ONS). Diese sind mit einem oder maximal zwei MS/NS-Transformatoren ausgestattet, die eine Bemessungsscheinleistung von jeweils 100

bis 1.250 kVA aufweisen [15]. Die Anzahl der von einer Netzstation abgehenden Netzstrahlen hängt vom Siedlungstyp und somit von den örtlichen Gegebenheiten ab. Je nach Siedlungstyp versorgt ein Stationstransformator etwa 2 bis 7 Leitungsabgänge, wobei Netzstationen mit geringerer Leistung tendenzielle niedrigere Werte aufweisen [14]. Aus einer Analyse der veröffentlichten Daten von 617 VNB ergeben sich im Mittel vier Abgänge an der SS einer ON [13].

Das NS und MS-Netz sind starr gekoppelt, das bedeutet, dass der Netzbetreiber im laufenden Betrieb keine Möglichkeit hat, die Spannung zwischen HS/ MS UW und Endverbraucher zu beeinflussen. Die einzige Möglichkeit der Regelung findet über den Stufensteller des HS/ MS Transformators am UW statt. Der Stufensteller regelt die Spannung an der MS SS des UW entweder auf einen festen Sollwert oder auf einen leistungsflussabhängigen Sollwert [16].

Eine eher theoretische Möglichkeit bietet die Änderung des Übersetzungsverhältnisses am ONT. Eine typische Stufenhöhe beträgt $\pm 2\%$ oder $\pm 4\%$. Da in Ortsnetzstationen meist keine Leittechnik installiert ist, hat die Änderung des Übersetzungsverhältnisses am Transformator im getrennten Zustand, manuell zu erfolgen und kann somit nicht während dem normalen Netzbetrieb angepasst werden.

2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Spannungshaltung in Verteilnetzen

Nach § 14 Abs. 1 EnWG [17] sind Netzbetreiber verpflichtet, die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung zu gewährleisten. Die Netzbetreiber haften bei fahrlässiger Verursachung von Schäden. Werden die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten, kann ein fahrlässiges Verhalten ausgeschlossen werden. In diesem Abschnitt wird auf Normen und Richtlinien eingegangen, die für die Planung und den Betrieb der Verteilnetze von Bedeutung sind.

Durch optimale Planung und Betrieb ihrer Netze stellen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber sicher, dass keine unzulässige Betriebsmittelbelastung entsteht. Dies kann geschehen, wenn Strom und Spannung außerhalb bestimmter Grenzwerte liegen. Da laut einer Umfrage unter Verteilnetzbetreibern der Hauptnetzausbaugrund in Verteilnetzen die Überschreitung von Spannungsgrenzwerten ist, liegt im Folgenden der Fokus hierauf [5].

Die Norm DIN EN 50160 legt die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen hinsichtlich Frequenz, Amplitude, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen fest [18]. Die Netzbetreiber sind für die Einhaltung der Spannungsqualitätsmerkmale verantwortlich.

Die Norm unterscheidet für das Verteilnetz andauernde Phänomene von Spannungsereignissen. Spannungsereignisse treten im Fehlerfall, bei Schalthandlungen und bei Lasttrennung auf. Sie können in Unterbrechungen der Versorgungsspannung, Einbrüche und Überhöhungen der Versorgungsspannung sowie transiente Überspannungen eingeteilt werden. Für diese Ereignisse werden keine Grenzwerte, sondern nur Anhaltswerte angegeben. Andauernde Ereignisse

und dazugehörige definierte Grenzwerte hingegen treten im normalen Betrieb auf. Dieser ist definiert als:

„Betriebszustand in einem Elektrizitätsversorgungsnetz, bei dem die Last- und Stromnachfrage gedeckt, Netz-Schalthandlungen durchgeführt und Fehler durch automatische Schutzsysteme behoben werden.“ [18].

In Verteilnetzen ist der Hausanschluss (HA) meist der kritischste Punkt des Netzes, an dem die definierten Grenzwerte überschritten werden. Andauernde Ereignisse werden unterteilt in Netzfrequenz, sowie in langsame und schnelle Spannungsänderungen. Weiter sind die Flickerstärke, Oberschwingungen sowie die Zwischenharmonischen, Unsymmetrien der Spannung, als auch die Netz-Signalübertragungsspannung im Normalbetrieb zu berücksichtigen. Für die Berechnung der Netzaufnahmefähigkeit und abgeleiteter Ausbaumaßnahmen nur diese Spannungsänderungen von Bedeutung.

Schnelle Spannungsänderungen, insbesondere solche, die durch Photovoltaikanlagen verursacht werden, beurteilt Scheffler als unkritisch [14], daher werden diese hier nicht weiter berücksichtigt. Weiter geht aus Studien hervor, dass im Normalfall selbst bei einer hohen Durchdringung des Verteilnetzes mit Photovoltaikanlagen keine Grenzwertverletzung bezüglich Flickerstärke und Oberschwingungspegel zu erwarten ist [19], [20]. Für zwischenharmonische Schwingungen (Sinusschwingungen deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Netzfrequenz ist) gibt es noch keine Grenzwerte, daher werden Sie in dieser Arbeit ebenfalls nicht berücksichtigt. Eine Unsymmetrie der Versorgungsspannung tritt in der Praxis dann auf, wenn die zyklische Phasenvertauschung beim Anschluss von einphasigen Photovoltaikanlagen (PVA) oder Lasten nicht eingehalten wurde. Da diese Störung, einmal bemerkt, leicht zu beheben ist, wurde auf die Berücksichtigung von Unsymmetrien verzichtet und alle Netze mit einer symmetrischen Einspeisung oder Last berechnet. Die Netz-Signalübertragungsspannung auf der Versorgungsspannung dient der Übertragung von Signalen und ist damit ebenfalls nicht Gegenstand dieser Arbeit.

Langsame Spannungsänderungen hingegen sind für die Bewertung der Netzaufnahmefähigkeit von maßgeblicher Bedeutung. Der Netzbetreiber muss sicherstellen, dass 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung in jeder Woche innerhalb des Bereichs $\pm 10\% U_n$ liegen, dabei darf das Intervall von $+ 10\% / - 15\% U_n$ nicht verlassen werden. Um eine gewisse Redundanz zu gewährleisten, wird als Grenzwert zu jedem Zeitpunkt eine feste Spannungsgrenze von $\pm 10\% U_n$ angenommen.

Neben der bindenden Norm regeln zwei Anschlussrichtlinien für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) eine Spannungsänderung am Netzverknüpfungspunkt in der Niederspannung [21] und in der Mittelspannung [22]. Diese Richtlinien lassen eine Spannungsänderung von 2% in der MS und von 3% in der NS zu. Dabei wird in VDE AR-4105, auch Niederspannungsrichtlinie genannt, folgende Formulierung verwendet [21]:

„Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt in einem Niederspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3% gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.“

Werden die in den Richtlinien genannten möglichen Spannungsänderungen angewandt, ist leichter zu berechnen, ob Erzeugungsanlagen in der entsprechenden Spannungsebene angeschlossen werden können. Soll etwa geprüft werden, ob eine zusätzliche PVA in einem NS-Netz angeschlossen werden kann, muss die Spannungsänderung im NS-Netz jeweils einmal ohne Erzeugungsanlagen und einmal mit angeschlossenen und voll einspeisenden Erzeugungsanlagen berechnet werden. Wird trotz des Neuanschlusses dieser Anlage an jedem Verknüpfungspunkt im Netz die Spannungsabweichung $\leq 3\%U_n$ eingehalten, so ist die Niederspannungsrichtlinie und damit in den meisten Fällen auch die DIN-EN 50160 erfüllt. Da dies aber die Netzanschlusskapazität von dezentralen Anlagen erheblich einschränkt, wurde in beiden Richtlinien die Möglichkeit offen gelassen, die Zulässigkeit des Anschlusses nach dem 10 %-Kriterium der DIN-EN 50160 zu bewerten. In VDE AR-4105 [21] heißt es:

„Nach Maßgabe des Netzbetreibers und ggf. unter Berücksichtigung der Möglichkeiten der statischen Spannungshaltung kann im begründeten Einzelfall von dem Wert von 3% abgewichen werden.“

In der MS-Richtlinie [22] ist die Formulierung bis auf den genannten Wert identisch. Im Rahmen dieser Arbeit wird auf die Einhaltung des 2% - und des 3 %-Kriteriums verzichtet, da NS- und MS-Netz zusammen berechnet werden. Dadurch wird die vorgeschriebene Spannungsabweichung von $\pm 10\% U_n$ im gesamten Verteilnetz sichergestellt.

2.3 Ursachen von Spannungsbandverletzungen in Verteilnetzen mit steigenden Anteilen an fluktuierenden Erzeugern

Der sichere und zuverlässige Betrieb von elektrischen Netzen war auch vor dem vermehrten Einsatz fluktuierender Erzeuger gefährdet. Kabelschäden durch Bauarbeiten, eine nicht exakt prognostizierbare Last oder Schalthandlungen bei Planung und Betrieb der Netze mussten bereits vorher beachtet werden. Zusätzlich zu diesen Problemen haben sich durch den Einsatz erneuerbarer Energieanlagen jedoch weitere Anforderungen ergeben. Besonders hervorzuheben sind dabei insbesondere lokale Spannungsanhebungen.

Um zu verstehen, wie es zu einem Spannungsanstieg oder -abfall am HA kommt, wird im Folgenden darauf eingegangen, wie sich die Einspeisung oder der Bezug von elektrischem Strom auf die Spannung an einem Knoten im Netz auswirkt.

Abbildung 2.1 stellt die Auswirkung der Stromeinspeisung beziehungsweise des Strombezugs auf die Spannung am HA in einem stark vereinfachten NS-Netz dar.

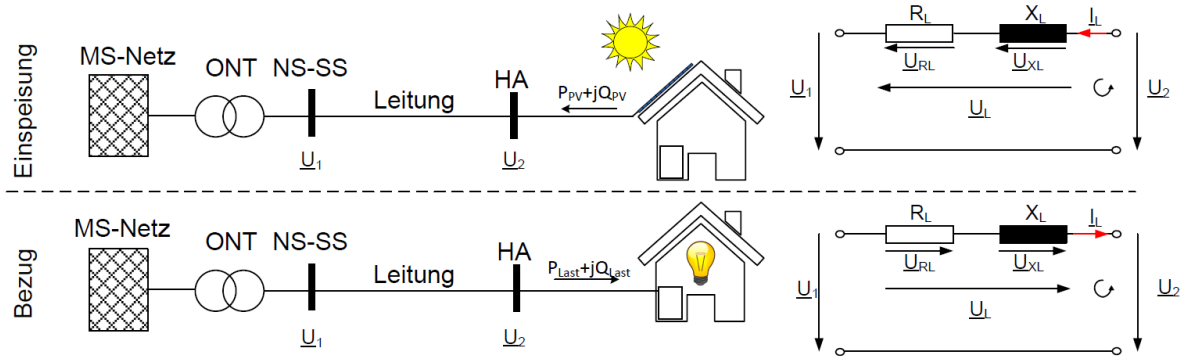


Abbildung 2.1: (li) NS-Netz mit Stromeinspeisung und -bezug (re) Ersatzschaltbild der Leitung im Verbraucherzählpfeilsystem

Das betrachtete NS-Netz (Abbildung 2.1 (Bild links)) weist eine Netzeinspeisung (engl. slack) auf der Oberspannungsseite des MS/NS Transformators auf. Für diese einfachen Netzverhältnisse kann das Ersatzschaltbild der kurzen elektrischen Leitung (Bild rechts) verwendet werden. \underline{U}_1 ist die Spannung an der NS-Sammelschiene des Ortsnetztransformators und kann ausgehend von der Annahme einer idealen Spannungsquelle als konstant angenommen werden. Der HA kann als PQ-Knoten aufgefasst werden. Das bedeutet, dass der HA-Knoten als Netzknoten definiert ist, an dem mit bekannter und konstanter Wirk- und Blindleistung in das Netz eingespeist wird (Einspeisung: Haus oben) oder bezogen wird (Last: Haus unten). \underline{U}_2 ist die gemessene Spannung am HA. Die Leitung wird im Ersatzschaltbild in Leitungsresistenz R_L und Leitungsreaktanz X_L aufgeteilt. Über den Wirk- und Blindwiderstand der Leitung fallen die entsprechenden Spannungen \underline{U}_{R_L} und \underline{U}_{X_L} ab. Der Strom, der über die Leitung fließt, wird als \underline{I}_L bezeichnet. Die Pfeilrichtung ist durch das Verbraucherzählpfeilsystem festgelegt.

Aus den Ersatzschaltbildern in Bild 2.1 rechts lassen sich die entsprechenden Zeigerdiagramme ableiten (siehe Abbildung 2.2).

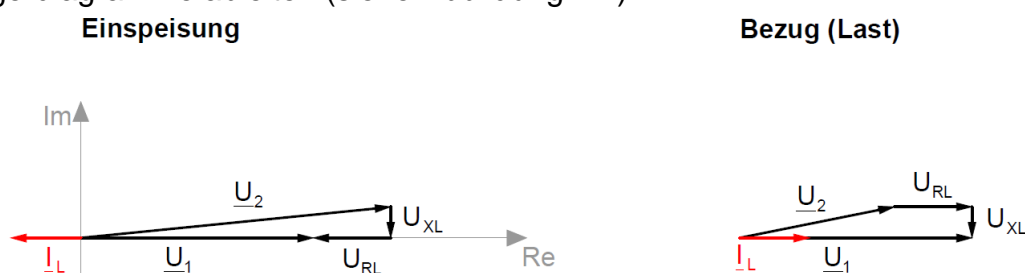


Abbildung 2.2: (li) Zeigerdiagramm für den Einspeisefall (re) Zeigerdiagramm für den Lastfall

Die Spannung \underline{U}_2 , welche sich aufgrund von Einspeisung oder Bezug am HA einstellt, ist gesucht. Für den Einspeisefall gilt gemäß dem 2. Kirchhoffschen Gesetz (Maschenumlauf in Abbildung 2.1 eingezeichnet):

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 + \underline{I}_L \cdot (R_L + jX_L) \quad (2.1)$$

Teilt man \underline{I}_L in Wirkstrom I_W und Blindstrom I_B auf, ergibt sich:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 + (I_W + jI_B) \cdot (R_L + jX_L) \quad (2.2)$$

Multipliziert man die obige Gleichung aus und trennt dann deren Summanden in Realteil und Imaginärteil auf, so lässt sich der Betrag von \underline{U}_2 berechnen:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 + I_W R_L - I_B X_L)^2 + (I_B R_L + I_W X_L)^2} \quad (2.3)$$

Den Zeigerdiagrammen (siehe Abbildung 2.2) kann entnommen werden, dass bei Einspeisung $\underline{U}_2 > \underline{U}_1$ ist, während es sich im Lastfall genau andersrum verhält. Wie in Abbildung 2.3 dargestellt, weicht \underline{U}_2 von \underline{U}_1 umso stärker ab, je länger die Leitung, beziehungsweise höher die Netzimpedanz, oder je größer der Strom ist.

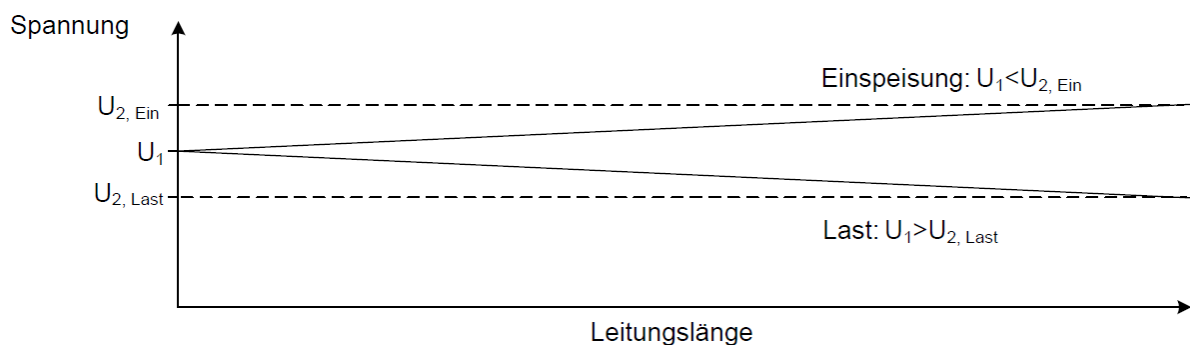


Abbildung 2.3: Spannungsänderung in Abhängigkeit der Leitungslänge

Wie bereits diskutiert, sind die MS-Netze und NS-Netze bisher starr gekoppelt. Die letzte Regelmöglichkeit, zur Änderung der Netzspannung, ist mittels des Stufenstellers am HS/MS-Transformator. Die Spannungen der einzelnen Netzknoten im Verteilnetz ergeben sich aus den momentanen Lastverhältnissen. Das Netz muss so dimensioniert werden, dass die Spannungen jederzeit innerhalb der vorgeschriebenen Grenzwerte bleiben. Um das sicherzustellen, geht man vom schlimmsten möglichen, noch wahrscheinlichen Fall aus (Worst-Case-Szenario). Bisher wurde nur ein Netzstrang bei Startlast betrachtet. Es ist aber auch denkbar, dass an einem Netzstrang Starklast anliegt, während an einem anderen, Leistung eingespeist wird. In Abbildung 2.4 ist zur Veranschaulichung der Thematik ein stark vereinfachtes Verteilnetz im Worst Case dargestellt. Zeitgleich tritt in Netzstrang 1 eine Rückspeisung auf (Leistungsfluss in Richtung UW) und in Netzstrang 2 eine starke Last (Leistungsfluss hin zum Strangende). Das führt zu einer Spannungsanhebung über der Leitung in Netzstrang 1 und zu einer Absenkung in Netzstrang 2. Bild 2.5 zeigt die den Spannungsverlauf dieses Beispiels. Es werden außerdem die gerade noch zulässigen Spannungen U_{\min} von 90% und U_{\max} von 110% an den jeweiligen Kundenübergabestellen (meist der Hausanschluss)

dargestellt. Die dadurch entstehende Spannungsdifferenz zwischen U_{\min} und U_{\max} beträgt 20 %. Da in dem dargestellten Szenario beide Fälle zeitgleich auftreten, kann der Stufensteller im Umspannwerk die Spannung an der MS Sammelschiene nicht mehr ausgleichen.

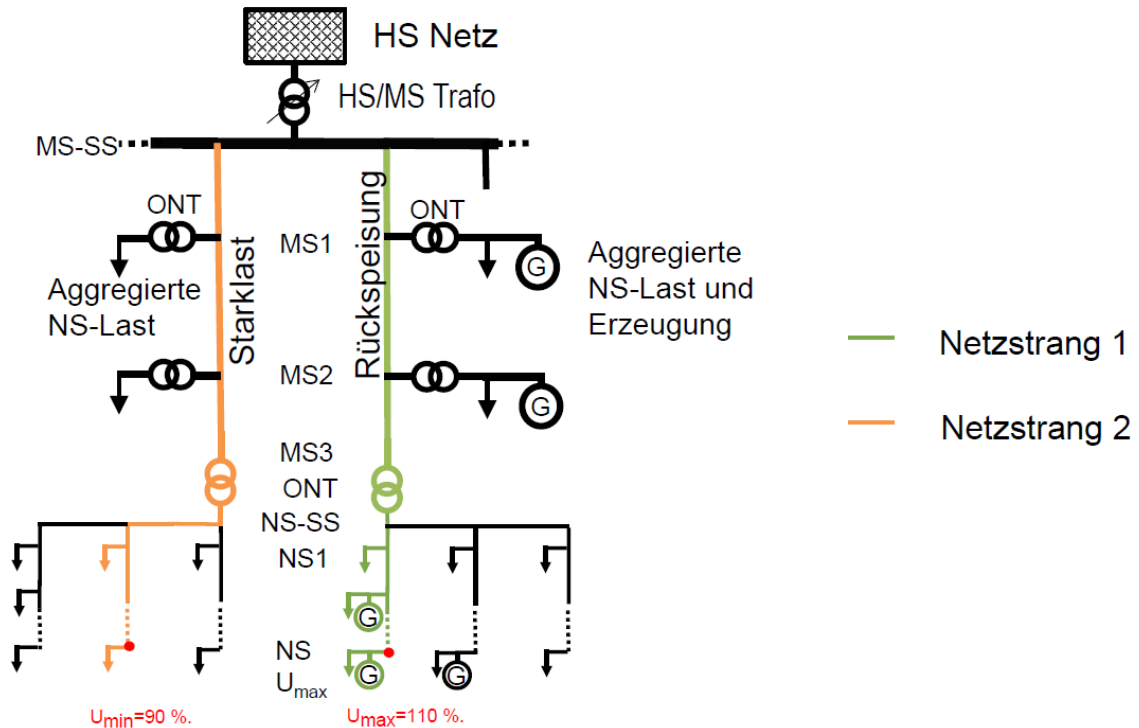


Abbildung 2.4: Netzschema in der Mittel- und Niederspannung eines vereinfachten Verteilnetzes im Worst Case

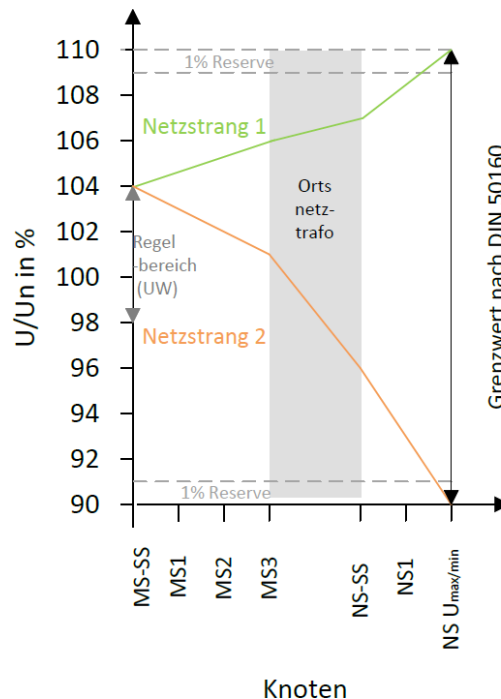


Abbildung 2.5: Spannungsverlauf des vereinfachten Verteilnetzes

2.4 Einsatz von Speichern zur Lösung von Spannungsstabilitätsproblemen

Da die höchsten Spannungen im Verteilnetz in der Niederspannung auftreten und Spannungsprobleme am effektivsten lokal gelöst werden, konzentrieren sich mögliche technische Lösungen auf eine Verbesserung der Spannungsverhältnisse auf dieser Netzebene. Exemplarisch für den Einspeisefall werden die Parameter der Formel (2.3) hinsichtlich der Maßnahmen untersucht, die zur Beeinflussung der Spannung U_2 am HA ergriffen werden können:

- Reduktion der Netzspannung U_1 ,
- Reduktion der Netzimpedanz R_L und X_L ,
- Reduktion der übertragenen Wirkstromes I_W und
- Reduktion der übertragenen Blindstromes I_B .

Zur Veranschaulichung der Auswirkungen dienen die Zeigerdiagramme für jede Maßnahme. Ausgehend vom Zeigerdiagramm (in grau), bei dem U_2 an die Spannungsgrenze stößt (Kreissegment in grau), führt jede Maßnahme zu einer Änderung von U_2 in Betrag und Winkel. Die geänderte Größe wird in grün dargestellt. Der maßgebliche Leiterstrom zur Berechnung der Betriebsmittelbelastung ergibt sich aus der eingespeisten oder verbrauchten Leistung am Hausanschluss. Da in diesem Abschnitt die Beeinflussung der Spannung exemplarisch für den Einspeisefall untersucht wird ist, dass in Bild 2.1 dargestellte NS-Netz und Ersatzschaltbild Grundlage der folgenden Ausführungen. Die PVA kann eine Wirkleistung P_{PV} und eine Blindleistung Q_{PV} in das Netz einspeisen, beziehungsweise aufnehmen. Aus diesen Leistungen ergibt sich der übertragende Wirkstromes I_W und Blindstromes I_B und bilden zusammen den Leitungsstrom I_L . Für die Zeigerdiagramme der ersten drei Maßnahmen wurde angenommen, dass sich die PV- Anlage nur Wirkleistung einspeist. So ergibt sich im Einspeisefall ein antiparalleler Strompfeil I_L zur Spannung U_2 am Netzverknüpfungspunkt der Photovoltaikanlage.

In Abbildung 2.6 wird die Auswirkung der Reduktion der Netzspannung U_1 auf die elektrischen Größen im NS-Netz als Zeigerdiagramm (rechts) dargestellt. Im Ersatzschaltbild ist die reduzierte Spannung U_1 grün markiert. Die Netzspannung U_1 ist in diesem Fall die Spannung, die sich an der Unterspannungsseite des ONT einstellt. Sie ist abhängig von der Spannung auf der Oberspannungsseite des Transformators (MS-Netz), der Transformatorimpedanz und dem Übersetzungsverhältnis.

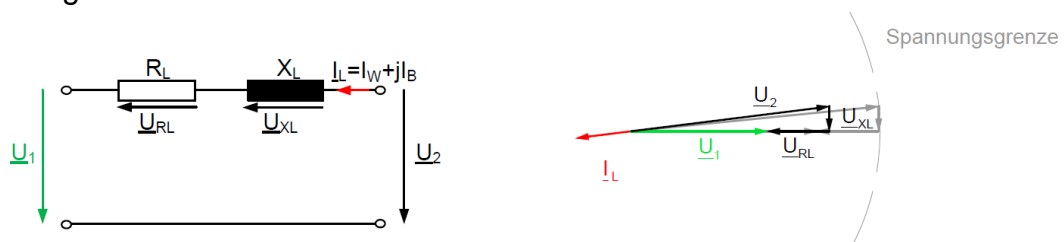


Abbildung 2.6: Auswirkung der Reduktion der Netzspannung U_1 : Ersatzschaltbild (li) und Zeigerdiagramm (re)

Die Netzimpedanz besteht im Niederspannungsnetz aus der Leitungsimpedanz und der Transformatorimpedanz des ONT. In Formel (2.3) wird vereinfachend nur die Leiterimpedanz in Resistanz R_L und Reaktanz X_L aufgeteilt, da sie einen größeren Einfluss auf \underline{U}_2 als die Transformatorimpedanz hat. Die Netzimpedanz kann nur durch einen Austausch oder Veränderung der Betriebsmittel beeinflusst werden. So verringert zum Beispiel eine parallele Leitung R_L und X_L .

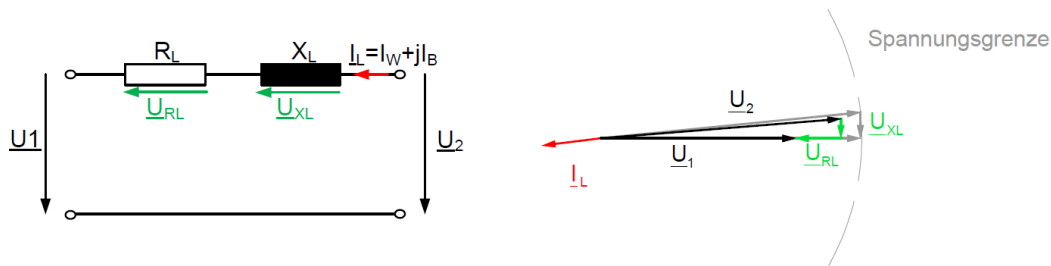


Abbildung 2.7: Auswirkung der Reduktion der Leitungsresistenz R_L und Leitungsreaktanz X_L : Blockschaltbild (li) und Zeigerdiagramm (re)

Ob ein reduzierter Wirkleistungsfluss - und damit Wirkstrom - zur Senkung von \underline{U}_2 führt, ist abhängig vom R/X-Verhältnis des Betriebsmittels, über dem die Spannung abfällt. Wird der Wirkstrom, durch eine Abregelung der PV-Anlage, am HA gesenkt, so ist das resistive Verhalten des NS-Netzes ($R_L/X_L=2,5$) ausschlaggebend. Dieser Fall ist in Bild 2.8 dargestellt. Bei Senkung des Wirkstromes am ONT wird aufgrund des induktiven Verhaltens des Transformators ($R_T/X_T=0,3$) keine signifikante Reduzierung von \underline{U}_2 erreicht.

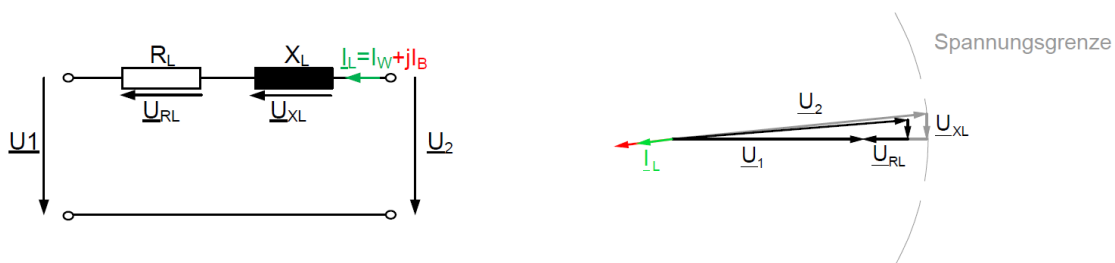


Abbildung 2.8: Auswirkung der Reduktion des Wirkstromes I_W : Ersatzschaltbild (li) und Zeigerdiagramm (re)

Um \underline{U}_2 am HA zu reduzieren, kann ein induktiver Blindstrom bezogen werden. Dazu muss der Wechselrichter der PV-Anlage sich induktiv verhalten. Aufgrund der Blindleistungsflussrichtung zur PV-Anlage spricht man auch von Blindleistungsbezug. Für diese Maßnahme gelten die gleichen Überlegungen wie für den Wirkstrom. Das bedeutet, ein Blindleistungsbezug an der Unterspannungsseite des ONT ist effektiver als am HA. Soll die PV-Anlage trotz des Blindleistungsbezuges gleich viel Wirkleistung einspeisen, muss beachtet werden, dass der Betrag des Leitungsstromes \underline{I}_L größer wird. Das führt zu erhöhten Leitungsverlusten und einer zusätzlichen Betriebsmittelbelastung.

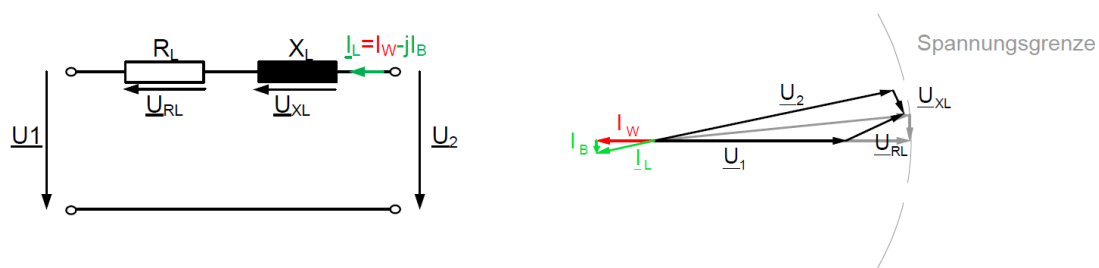


Abbildung 2.13: Auswirkung des Bezugs von Blindstrom \underline{I}_B : Ersatzschaltbild (li) und Zeigerdiagramm (re)

Der Netzausbau ist der konventionelle Lösungsansatz, wenn unzulässige Spannungen und Ströme auftreten. Im NS-Netz wird die Netzverstärkung entweder durch eine partielle Parallelleitung oder durch eine zusätzliche Abspannung, also eine neue ONS, realisiert. Im MS-Netz wird in den einfachsten Fällen ebenfalls eine partielle Parallelleitung gelegt. Wenn die Maßnahme nicht ausreicht, wird ein neuer MS-Ring oder im ungünstigsten Fall ein neues Umspannwerk gebaut. Detaillierte Beschreibungen der Ausbaumaßnahmen liefern [6] und [23]. Diese Maßnahme beeinflussen \underline{U}_1 , X_L , R_L und \underline{I}_L .

Wird ein regelbarer Ortsnetztransformator (RONT) mit erweiterten und automatischen Stufungsmöglichkeiten in der MS/NS-Umspannebene eingesetzt, so wird das MS-Netz vom NS-Netz entkoppelt. Es kann somit theoretisch sowohl für die MS als auch die NS das volle Spannungsband von $\pm 10\% U_N$ genutzt werden. In der Praxis sind ONT-Stufenstellungen von 2% und 4% üblich. Weiterführende Informationen findet man in [24], [25] und [26]. Diese Maßnahme ändert \underline{U}_1 .

Eine weitere Möglichkeit ist eine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung und eine Anpassung des Blindleistungsflusses durch PV-Anlagen. Diese ist die für den Netzbetreiber am schnellsten realisierbare und kostengünstigste Lösung. Eine gute Übersicht zur Regelung von PV-Anlagen gibt Stetz [23]. Eine Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zur Begrenzung der eingespeisten Jahresenergie zum Beispiel auf 95% wird von Wieben et al. [27] diskutiert. Diese Maßnahmen ändern den Betrag und die Phase von \underline{I}_L , beziehungsweise die Beträge von \underline{I}_W und \underline{I}_B .

Lastmanagement ist eine Anpassung des Wirkleistungsflusses. Bei zeitgleicher Anpassung des Verbrauchs an die Einspeisung verringert sich die zu transportierende Leistung. In einer Studie für den süddeutschen Raum wird ein theoretisch realisierbares Potenzial von circa einem GW berechnet, das für eine Zeitdauer von einer Stunde bereitgestellt werden kann [28]. Da zu der Zeit geeignete Programme und Rahmenbedingungen fehlen, erfüllt ein Großteil der in dieser Studie identifizierten Lasten nicht die Anforderungen, um an der Verordnung zu abschaltbaren Lasten teilzunehmen. Diese Maßnahme reduziert genau wie eine Begrenzung der Einspeisewirkleistung bei PV-Anlagen, den Wirkstrom \underline{I}_W .

Durch den Einsatz von elektrischen Speichern kann wie beim Lastmanagement eine Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch erfolgen und dadurch ein geregelter

Wirkleistungsfluss erfolgen. Darüber hinaus ist aber die Leistungselektronik des Speichersystems in der Lage, den Blindleistungsfluss im Netz zu regeln. Zur lokalen Regelung von Spannung und Strombelastung eignen sich Speicher durch die Regelmöglichkeit von I_W und I_B sehr gut [29]. Darüber hinaus können weitere Systemdienstleistungen wie zum Beispiel Frequenzregelung angeboten werden. Soweit diese geschickt angeboten werden, belasten sie nicht das Netz, sondern sorgen für einen stabilen Netzbetrieb und bieten für den Speicherbesitzer eine Verdienstmöglichkeit. Vergleicht man elektrische Speicher mit anderen DEA, so zeigt sich, dass diese sich für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen am vielseitigsten einsetzen lassen [30]. Weiterführende Studien beschreiben den wachsenden Anstieg an Systemdienstleistungen, die von DEA aus dem Verteilnetz angeboten werden müssen [31]. Je nach Anwendungsfall werden dabei verschiedene Batterietechnologien eingesetzt [32]. Neben der aufwendigen informationstechnischen Vernetzung der Speicher sind die hohen Anschaffungskosten die wichtigsten Gründe, warum elektrische Speicher bisher noch nicht großflächig eingesetzt werden [29].

3. Methodik

Abbildung 3.1 gibt einen Überblick über die Methodik zur Ermittlung einer optimalen Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen. Ziel ist die Auswertung und der Vergleich einer möglichst großen Anzahl von Verteilnetzen mit einer Vielzahl von Knoten innerhalb kurzer Zeit, wobei technisch-wirtschaftliche Kriterien zugrunde gelegt werden. Die Methodik umfasst drei Schritte. Insgesamt wurden elf Verteilnetze untersucht.

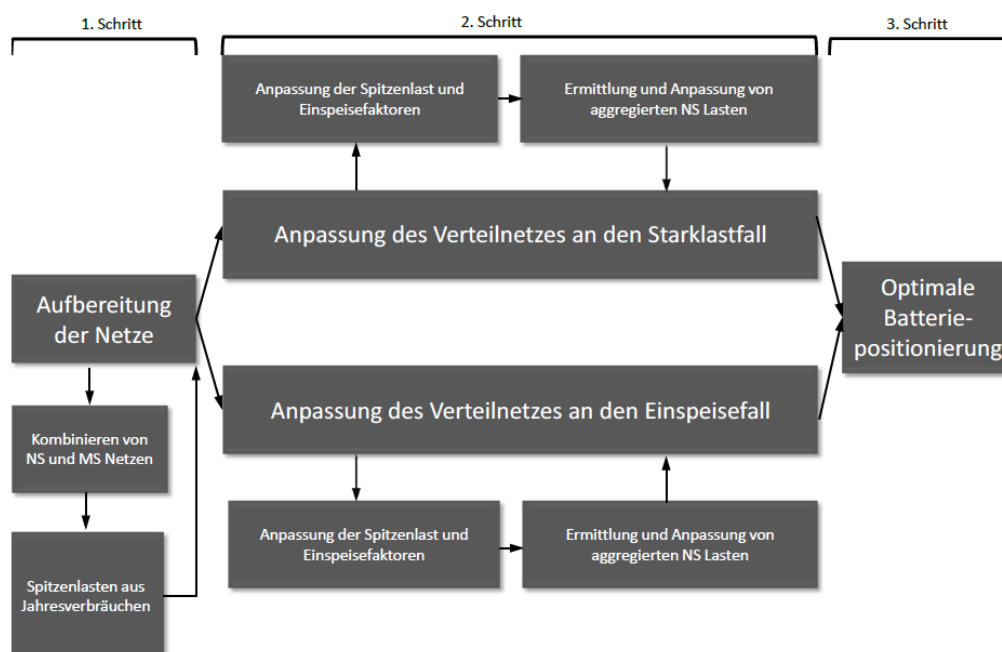


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Methodik zur Bestimmung des optimalen Standortes von Großbatterien in Verteilnetzen

Als Erstes gilt es, ein rechenfähiges Verteilnetz zu erstellen. Rechenfähig bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sich Lastflussberechnungen durchführen lassen und bis auf Einspeiseleistungen der DEA und Lasten alle Parameter der Betriebsmittel und Schaltzustände dem tatsächlichen Netzzustand entsprechen.

Im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung werden im zweiten Schritt Einspeiseleistung und Verbrauch aller Netzknoten für einen Starklastfall und einen Einspeisefall angepasst. Diese Worst-Case-Berechnung ist notwendig, da sich Netzausbaumaßnahmen an diesen Extremszenarien orientieren. Damit steht die minimal beziehungsweise und maximal mögliche Spannung an jedem Netzknoten, die für eine optimale Standortbestimmung benötigt wird, zur Verfügung.

Zuletzt wird basierend auf den minimalen und maximalen Spannungen im Verteilnetz der optimale Standort für die Batteriepositionierung ermittelt. Hierfür wird eine Methodik entwickelt und automatisiert, mit welcher sich alle in Frage kommenden Batteriestandorte, anhand des zeitnah zu erwartenden Netzausbaus für den jeweiligen Standort, priorisieren lassen.

Bei der Umsetzung der Methodik wird auf die Netzberechnungssoftware PSS Sincal (Siemens network calculation) von Siemens zurückgegriffen. Diese Software ermöglicht eine Parametereingabe und -auswertung auf einer graphischen Benutzeroberfläche und baut auf einer Datenbankstruktur auf. In dieser Arbeit wird eine Access Datenbank der Firma Microsoft verwendet. Alle für die Lastflussberechnung benötigten Betriebsmittel werden darin gespeichert können abgefragt werden. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden ebenfalls in dieser Datenbank gespeichert. Auf einer übergeordneten Ebene wird PSS Sincal durch das Programm MATLAB der Firma MathWorks automatisiert. Das Zusammenspiel der eingesetzten Software ist in Abbildung 3.2 schematisch dargestellt.

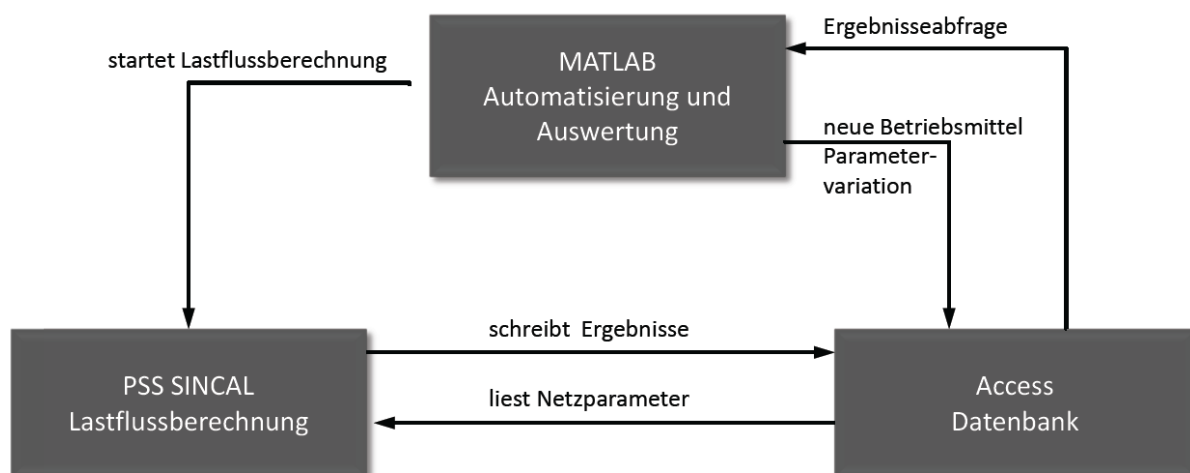


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung der eingesetzten Software und deren Funktionen

3.1 Erstellung rechenfähiger Netze (1. Schritt)

Die LVN stellte elf Verteilnetze aus ihrem Netzgebiet für eine eingehendere Betrachtung zur Verfügung. Die HS/MS-Umspannwerke mit demselben Namen wie die Verteilnetze, bilden die Kuppelstellen zum überlagerten HS-Netz.

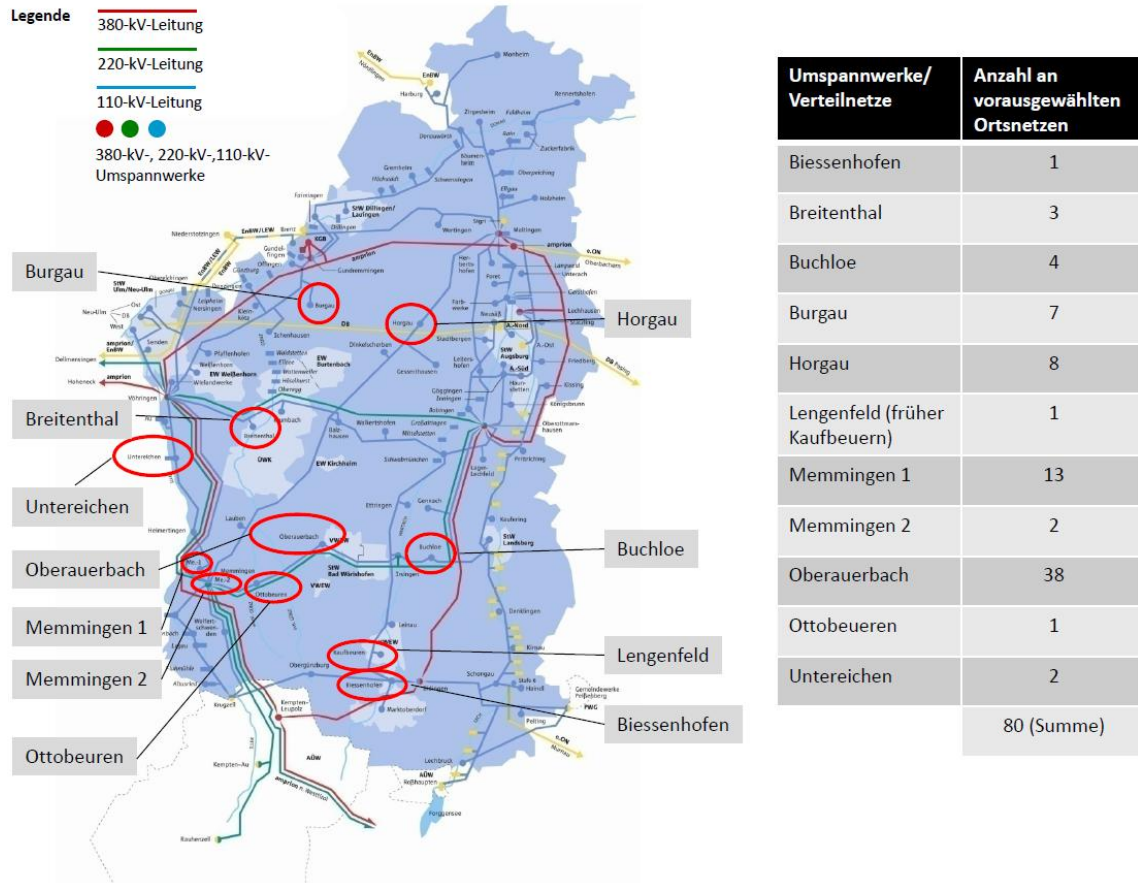


Abbildung 3.3: Untersuchte Verteilnetze im LVN-Netzgebiet

Die in Abbildung 3.3 dargestellten Verteilnetze entsprechen 10% - 20% des gesamten Versorgungsgebietes der LVN. Jedes der elf MS-Netze liegt lagerichtig (in Gaus-Krüger-Koordinaten) sowohl als PSS Sincal Datei als auch im pdf Format vor. In den Rohdaten liegen MS- und NS-Netze getrennt voneinander vor. Wobei in den MS-Netzen die NS-Netze als aggregierte PV-Anlagen und Lasten dargestellt sind. Da aus Zeitgründen nicht alle NS-Netze jedes MS-Netzes ausgewertet werden konnten, wurde durch LVN eine Vorauswahl der untersuchten NS-Netze, auch Ortsnetze genannt, getroffen. Entscheidende Kriterien waren dabei eine hohe PV Dichte und eine Klassifizierung als Dorf- oder Landnetz nach Kerber [7]. Insgesamt wurden 80 Ortsnetze vorausgewählt. Die Zuordnung der NS-Netze zu den jeweiligen MS-Netzen ist ebenfalls Abbildung 3.3 zu entnehmen.

Zur Erstellung rechenfähiger Netze wurden die vorhandenen NS-Netze zunächst lagerichtig in die jeweiligen übergeordneten MS-Netze eingefügt. Ein so entstandenes kombiniertes MS/NS-Netz wird fortan Verteilnetz genannt. Zur

möglichst realistischen Parametrierung der Spitzenlasten der HA, wurden diese anhand von hausanschluss-scharf aufgelösten Verbrauchsdaten berechnet und in das Verteilnetz eingefügt.

Jedes dieser Ortsnetze liegt mit allen Betriebsmitteln als PSS Sincal Datei vor, dabei spiegelt aber weder der Schaltzustand der Erzeugungsanlagen und Hausanschlusslasten die Realität wieder, noch sind die Netze lagerichtig. So ist zum Beispiel die Spitzenlast pauschal bei allen Hausanschlüssen mit 1,5 kVA angenommen. Jedem Ortsnetz ist ein Ortsnetzplan im pdf Format zugeordnet.

Um die Spitzenlast der Hausanschlüsse realistisch einzuschätzen, wurden Jahresverbrauchsdaten und -profile von zehn Dörfern (3.588 H0-Profile, 302 L0-Profile, 580 G0-Profile) ausgewertet. Außerdem ist demselben Datensatz die Jahreseinspeisesumme der DEA (Photovoltaik, Windkraftanlagen, BHKW und Wasserkraftanlagen) zu entnehmen. Die zehn Dörfer sind aufgeteilt auf sieben Verteilnetze. Damit liegen detaillierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten auf Hausanschlussebene vor. Weiter liegen Wirkleistungs- und Blindleistungszeitreihen für alle MS-Abgänge an jedem Umspannwerk, sowie die Spannungen an den Sammelschienen in 15 min-Werten für den Zeitraum eines Jahres vor.

In den von LVN zur Verfügung gestellten Ortsnetzen ist pauschal für jeden HA eine Spitzenscheinleistung von 1,5 kVA voreingestellt. Betrachtet man nur einen Haushalt so ist der Hausanschluss auf eine Spitzenlast von 30 kW ausgelegt, dieser Wert wird Anschlusswert genannt. Bei einer größeren Anzahl von betrachteten Haushalten und unterschiedlichen Verbrauchsprofilen, sinkt der Durchschnittswert des Spitzenlastanteils. Dieser Umstand wird über den Gleichzeitigkeitsfaktor g Rechnung getragen.

Ab einer Anzahl von 100 bis 150 Wohnungen kann man je nach Elektrifizierungsgrad EG von 0,7 bis 12 kW Spitzenlast pro Haushalt ausgehen [33]. Dabei gibt der EG an, wie viele Elektrogeräte im Haushalt verwendet werden und reicht von EG 1 für Haushalte mit el. Licht und Kleingeräten bis EG 4 für Haushalte mit el. Licht, Kleingeräten, el. Kochen, el. Warmwasserbereitung und el. Heizen. Hinter Hausanschlüssen können aber auch landwirtschaftliche Betriebe oder Gewerbe stehen. Dann gelten diese Werte nicht und die Spitzenlast hängt im Wesentlichen von der Art des Betriebes und deren eingesetzten elektrischen Verbrauchern ab.

Im Folgenden wird anhand der Jahresverbrauchsdaten und deren Zuordnung als landwirtschaftlicher Betrieb, Gewerbe oder Haushalt anhand der BDEW-Standardlastprofile der die realen Spitzenlast der HA im NS-Netz besser annähert als der voreingestellte Pauschalwert von 1,5 kVA. Da in naher Zukunft nicht mit einer großflächigen Durchdringung von Smart Metern ausgegangen werden kann, bleibt diese Methode im Moment die beste Möglichkeit anhand von Messwerten auf Spitzenlasten zurückzuschießen.

Lastgänge beziehungsweise Verbraucherverhalten werden üblicherweise mithilfe der sogenannten BDEW-Standardlastprofile beschrieben. Die Profile basieren auf einer repräsentativen Datenerhebung mit einer großen Anzahl Haushalte Mitte der 1980er

Jahre. Das standardisierte Tagesprofil von Haushalten wird H0-Profil, das für allgemeines Gewerbe G0-Profil und das für allgemeine Landwirtschaft L0-Profil genannt. Alle Verbrauchsdaten der LVN Kunden liegen aufgeteilt in diese drei Kategorien vor. Wie aus den gemessenen Tagesprofilen Jahresprofile erstellt werden, beschreibt Fünfgeld et al. [34] ausführlich. Die Methode zur Berechnung von Maximallasten beruht auf einer Weiterentwicklung dieser Anleitung.

Die so erstellten Standardlastprofile stellen den mittleren Leistungsbedarf bezogen auf den Jahresenergiebedarf eines Standardhaushaltes (-gewerbes, usw.) dar. Die 15-Min-Mittelwerte, aus denen sich die Standardlastprofile zusammensetzen, sind auf einen Jahresenergieverbrauch von 1.000 kWh/a normiert. Die Genauigkeit des Profils ist von der Anzahl der betrachteten Einzelverbraucher abhängig. Ab etwa 400 Haushalten ist mit einer maximalen Abweichung um den Ganglinienmittelwert von $\pm 10\%$ zu rechnen [7]. Weiterführenden Betrachtungen gehen aber davon aus, dass bereits ab ca. 150 Haushalten die Standardlastprofile hinreichend genau sind [35]. Sind weniger als 150 Haushalte vorhanden, entspricht der Profilwert nicht mehr dem Verbraucherverhalten. Lübke et al. [36] quantifizieren die regionale Abweichung des H0 Standardlastprofils am Beispiel Greifswald, aufgrund von geographischen Faktoren auf rund 15 % und beschreibt wie diese Abweichung anhand einer Anpassung des Profils durch Messwerte um etwa 10 % verbesserte werden kann. Dies dient einer qualitativen Einschätzung des möglichen Fehlers bei der Anwendung der Standardlastprofile. In dieser Arbeit wurden die Standardlastprofile nicht für das Versorgungsgebiet der LVN angepasst. Für die Ermittlung der Spitzenlast wurde basierend auf der Arbeit von Stetz et al. [37] der höchste Wert eines Jahresprofils als Spitzenlast verwendet.

Für H0-Profile ergibt sich die Spitzenlast $P_{SL,H0}$ aus den vorangegangenen Überlegungen:

$$P_{SL,H0} = P_{H0,max} \cdot \frac{\text{Vorjahresverbrauch in kWh}}{1000 \text{ kWh}} \quad (3.1)$$

Der maximale Profilwert des dynamisierten Standardlastprofils für H0 wird am 31.12. um 19:00 Uhr erreicht: $P_{H0,max} = 0,0671$.

Für G0- und L0-Profile fällt der höchste Leistungswert des jeweiligen Profils $P_{G0/L0,max}$ auf einen Werktag im Winter:

$$P_{SL,G0/L0} = P_{G0/L0,max} \cdot \frac{\text{Vorjahresverbrauch in kWh}}{1000 \text{ kWh}} \quad (3.2)$$

Der maximale Profilwert ist sowohl für L0 als auch für G0: $P_{G0/L0,max} = 0,06$.

Im Anschluss wird erläutert, wie anhand von Häufigkeitsverteilungen der G0- und L0-Profile aller neun Dörfer realistische durchschnittliche Jahresverbrauchdaten für NS-Verbraucher ermittelt werden. Der durchschnittliche Jahresverbrauch der Wohnhäuser (H0) wird gesondert ermittelt. Zwar sind alle Verbrauchsdaten unter 500 Wh/a in den folgenden Histogrammen dargestellt, bei der Klassenbildung werden diese aber nicht beachtet. Die hohe Anzahl dieser Anschlüsse würde das Ergebnis verfälschen, da es sich bei diesen Anschlüssen aufgrund des sehr geringen Jahresstromverbrauches wahrscheinlich entweder um leer stehende Häuser beziehungsweise Betriebe, oder nur kurzzeitig benutzte Hausanschlüsse handelt.

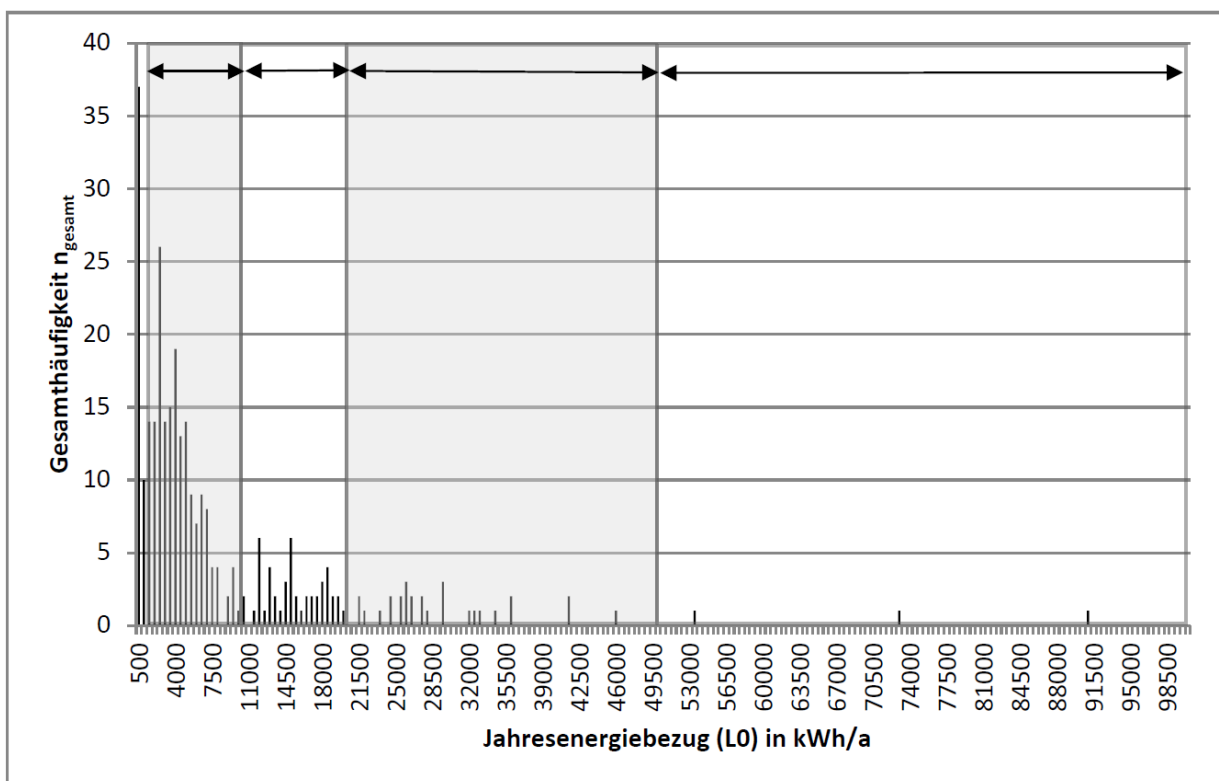


Abbildung 3.4: Histogramm und Klassenbildung von Jahresverbräuchen allgemeine Landwirtschaft L0

In Abbildung 3.4 ist als Histogramm die Häufigkeit verschiedener Jahresverbräuche aller neun untersuchten Dörfer dargestellt. Es werden vier Klassen gebildet. Ziel ist es, in einem späteren Schritt die berechneten Spitzenlasten der ermittelten Jahresverbräuche der beiden Klassen mit den höheren Verbräuchen in das zu berechnende Verteilnetz zu integrieren.

In der Tabelle 3.1 sind die ermittelten Jahresverbräuche der landwirtschaftlichen Betriebe für die Klassen aus Abbildung 3.4 dargestellt. Für die ersten drei Klassen bis 50 MWh/a wurde der Jahresverbrauch als gewichtetes Mittel bestimmt. In der Klasse mit den höchsten Jahresverbräuchen bleibt eine individuelle Zuordnung des Jahresverbrauches zu dem entsprechenden Hausanschluss bestehen.

Tabelle 3.1: Zuordnung der ermittelten Jahresverbräuche für landwirtschaftliche Betriebe zu bestimmten Verbrauchsklassen

Klasse	0,5 - 10 MWh/a	10,5 - 20 MWh/a	20,5 - 50 MWh/a	>50 MWh/a
Verbrauch	4 MWh/a	15 MWh/a	29 MWh/a	individuell

Analog zu den L0-Profilen wurden bei den G0-Profilen Jahresverbräuche für die ermittelten Klassen errechnet. Das Ergebnis ist der folgenden Tabelle entnehmbar.

Tabelle 3.2: Zuordnung der ermittelten Jahresverbräuche für gewerbliche Betriebe zu bestimmten Verbrauchsklassen

Klasse	0,5 - 7 MWh/a	7,5 - 15 MWh/a	15,5 - 50 MWh/a	>50 MWh/a
Verbrauch	3 MWh/a	10 MWh/a	25 MWh/a	individuell

Bei Wohnhäusern (H0-Profil) ist, wie oben erwähnt, die Streuung der Jahresverbräuche wesentlich geringer. Aus diesem Grund wird ein Mittelwert aller Jahresverbräuche für H0-Profile ab 500 Wh/a ermittelt. Im arithmetischen Mittel weisen die 3.425 betrachteten Wohnhäuser einen Jahresverbrauch von 4.387 kWh/a auf, dieser Wert wird für die Berechnung der Spitzenlast verwendet.

Nach Formel 3.1 ergibt sich für H0-Profile eine Spitzenlast von:

$$P_{SL,H0} = 1,18 \text{ kW} \quad (3.3)$$

Da für alle Lasten (H0, G0 und L0) ein $\cos\phi=0,97$ angenommen wird, ergibt sich für Wohnhäuser eine Scheinleistung von $S_{SL, H0}=1,21 \text{ kVA}$. In den folgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Spitzenlastberechnung für Landwirtschaftsbetriebe und Gewerbe zusammengefasst. Für landwirtschaftliche und gewerbliche Betriebe ergeben sich folgende Spitzenlasten:

Tabelle 3.3: Überblick der Spitzenlasten für landwirtschaftliche Betriebe

Klasse in MWh/a	0,5 - 10	10,5 - 20	20,5 - 50	>50	Mittel
Verbrauch in MWh/a	4	15	29	individuell	9,3
$P_{SL,L0}$ in kW	0,96	3,6	6,96	individuell	2,2
Häufigkeit	187	20	60	3	-
Implementiert	X	X	✓	✓	-

Tabelle 3.4: Überblick der Spitzenlasten für gewerbliche Betriebe

Klasse in MWh/a	0,5 - 7	7,5 - 15	15,5 - 50	>50	Mittel
Verbrauch in MWh/a	3	10	25	individuell	11
$P_{SL,G0}$ in kW	0,72	2,4	6,0	individuell	2,7
Häufigkeit	136	16	60	8	-
Implementiert	X	X	✓	✓	-

Aus den in Tabellen 3.3 und 3.4 aufgelisteten Daten lässt sich entnehmen, dass die Spitzenlast der Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von über 50 kWh/a nicht einen Klassenverbrauch zugeteilt werden, sondern für jeden dieser Hausanschlüsse die Spitzenlast individuell berechnet und in dem entsprechendem Lastknoten im Verteilnetz implementiert wird. Da die Daten manuell in das Verteilnetz übertragen werden müssen, wurden nur Spitzenlasten der Verbrauchsklassen 20,5-50 MWh/a und >50 MWh/a in das jeweilige Verteilnetz implementiert. Für alle Lasten darunter wurde der Spitzenlastwert für Wohnhäuser gemäß Formel 3.1 verwendet. Vergleicht man den Spitzenlastwert des arithmetischen Mittels der Jahresverbräuche aller L0 Profile (6. Spalte, Tabelle 3.3) mit den Spitzenlastwerten der einzelnen Klassen wird offenkundig, dass nach der vorgestellten Methodik ermittelten Spitzenlasten besser der Realität entsprechen, als wenn man eben diesen Mittelwert verwendet. Vergleicht man den Mittelwert mit dem Literaturwert von 9 kWh [38] erkennt man eine gute Deckung dieser Beträge.

Im arithmetischen Mittel beziehen gewerbliche Betriebe in den untersuchten Dörfern mehr Strom im Jahr als die landwirtschaftlichen Betriebe (vgl. 6. Spalte, Tabelle 3.3 und 3.4) und weisen damit auch eine höhere Spitzenlast auf. Aufgrund der unterschiedlich gewählten Klassenbreite ist die Spitzenlast der ersten drei Klassen der gewerblichen Betriebe geringer, als die der landwirtschaftlichen. Der Vorteil bei dieser Herangehensweise ist, dass mehr kleinere Betriebe in eine höhere Spitzenlast als $P_{SL,H0}$ erhalten und damit dem ruralen Charakter der Region Rechnung getragen wird. Bei Schlohmann et al. werden sehr unterschiedliche Jahresverbräuche in Abhängigkeit des Gewerbes angegeben [38]. Dabei wird ein Intervall von 1 kWh/a für Baugewerbe bis zu 7 kWh/a für Wäschereien aufgespannt. Dazwischen liegen büroähnliche Betriebe, Herstellungsbetriebe, Klein- und Großhandel, Gaststätten, Nahrungsmittelgewerbe, Gartenbau und Textilbetriebe und Speditionen. Dieser Jahresverbrauchswert gilt pro Bezugseinheit, was in diesem Fall pro gleichzeitig arbeitenden Erwerbstätigen heißt. Aufgrund der vermuteten Anhäufung kleiner Gewerbe wurde die Zahl an gleichzeitig arbeiteten Erwerbstätigen pro Gewerbe auf drei festgelegt. Daraus ergibt sich für den Jahresverbrauch das Intervall von 3-21 kWh/a pro Betrieb. Vergleicht man dieses Intervall mit den von LVN zur Verfügung gestellten Jahresverbräuchen so scheint die Annahme in etwa zuzutreffen.

Die Berücksichtigung gemessener Jahresverbräuche bei der Berechnung von Spitzenlasten eines Hausanschlusses führt also zu einer besseren Annäherung an die realen Netzsituation bei Starklast, als eine pauschale Annahme von Spitzenlasten für alle Hausanschlüsse.

3.2 Anpassung der Verteilnetze an die Worst-Case-Szenarien (2. Schritt)

Da Netzausbaumaßnahmen auf Worst-Case-Szenarien basieren werden im 2. Schritt die rechenfähigen Netze des 1. Schrittes für den Schwachlast und Starklastfall berechnet. Zur Szenariobildung muss die Leistungsaufnahme der Lasten und

Leistungsbereitstellung der Erzeuger des untersuchten Verteilnetzes für den jeweiligen Fall angepasst werden

Dabei werden zuerst alle HA Lasten pauschal und jede einspeisende DEA technologiespezifisch an den Fall angepasst. Dann werden für jeden MS-Abgang des Umspannwerkes im Verteilnetz die aggregierten Lasten eines Ortsnetzes ONS über eine iteratives Top-down Verfahren so eingestellt, dass ein realistisches Worst-Case-Szenario (entsprechend den Messwerten am Abgang des Umspannwerkes) entsteht. Als HA-Last werden die Last bezeichnet, die am Hausanschluss in der NS anliegt. Als aggregierte oder Summenlast wird die Last bezeichnet, welche ein ganzes Ortsnetz zusammenfasst und dessen Standardwert der Nennscheinleistung des ONT entspricht.

In diesem Abschnitt wird erklärt, wie HA-Lasten pauschal und jede einspeisende DEA technologiespezifisch an den Fall angepasst werden. Dabei werden die installierte Erzeugerscheinleistung und die Verbraucherscheinleistung im untersuchten Verteilnetz mit einem Faktor skaliert. Dieser Faktor wird Manipulationsfaktor (MF) genannt. Bei PVA kann man für die Netzberechnung von einer maximalen Modulleistung von 85 % ausgehen [39]. Da sich die zur Verfügung stehende Leitung bei PVA in den bereitgestellten Daten auf die Wechselrichternennleistung bezieht, und diese bezogen auf die Nennleistung der Photovoltaikanlage (PVA) P_{mpp} meist unterdimensioniert sind, wird hier ein Manipulationsfaktor von 0,9 angenommen.

Im Einspeisefall wird als Verbrauch der Hausanschlusslasten die Spitzenlast S_{SL} angenommen. Im Rückspeisefall kann als gesicherter Verbrauch für einzelne Haushalte nur der Stand-by-Verbrauch angenommen werden. Dieser liegt bei ca. 10 % des Jahresenergieverbrauches [14] und ergibt so einen Manipulationsfaktor von 0,1. Die Hausanschlusslast SHA beträgt in diesem Fall also nur noch 10 % von S_{SL} . Diese Annahme gilt bei mehr als 150 gleichzeitig betrachteten Haushalten. Aus Ermangelung eingehender Untersuchungen wird dieser Faktor auch für landwirtschaftliche und gewerbliche Betriebe angenommen.

Die anderen Manipulationsfaktoren beruhen auf der angewendeten LVN Planungsgrundlage und sind empirischer Natur. Zur Überprüfung der maximalen Spannungsanhebung beziehungsweise des maximalen Spannungsfalls und der Strombelastbarkeit geht LVN für den Einspeisefall davon aus, dass alle DEA mit 90 % ihrer Nennscheinleistung einspeisen. Im Rückspeisefall wird die Einspeiseleistung der PVA auf 0 %, bei Biogasanlagen auf 80 % und bei Windenergieanlagen (WEA) und Wasserkraftanlagen (WA) auf 50 % der Nennscheinleistung reduziert. Die Scheinleistung, die über einen kundeneigenen Transformator gespeist wird $SKUN$, beträgt gemäß der Erfahrungen des Verteilnetzbetreibers im Rückspeisefall 20 % der Nennscheinleistung des Kundentransformators ST_{Kun} und im Einspeisefall 40 %. Im Vergleich zur Verteilnetzstudie der Deutschen Energie-Agentur [6] werden weniger extreme Manipulationsfaktoren verwendet, sodass angenommen werden

kann, dass sie ein realistischeres Extremszenario abbilden. Alle verwendeten Manipulationsfaktoren sind in der Tabelle 3.5 zusammengefasst.

Tabelle 3.5: Übersicht der verwendeten Manipulationsfaktoren

	S_{HA}	S_{KUN}	S_{ON}	S_{PVA}	S_{BG}	S_{WEA}	S_{WA}
MF Starklastfall	1	0,4	x_{SL}	0	0,8	0,5	0,5
MF Rückspeisefall	0,1	0,2	x_{RS}	0,9	0,9	0,9	0,9

Im Folgenden wird auf die Ermittlung der Manipulationsfaktoren x_{SL} und x_{RS} der aggregierten Lasten eingegangen. Die Methodik beruht auf den Planungsgrundlagen der LVN.

Im vorangegangenen Paragraphen wurden die Anpassung der Hausanschlusslast, der Lasten von Kunden mit eigenen Transformatoren und die Anpassung der Einspeisefaktoren an einen Starklast- und einen Rückspeisefall aufgezeigt. Die größte Unbekannte im System stellen aber Niederspannungslasten dar, die in aggregierter Form an der Unterspannungsseite des Ortsnetztransformators Energie beziehen. Wie sich diese anhand von Messwerten bestimmen lassen, wird in diesem Kapitel vorgestellt. Für diese Methode wird das Ceteris-paribus-Prinzip angewendet. Danach wird ein Faktor in einem System verändert, während alle anderen konstant bleiben. In diesem speziellen Fall wurden für das untersuchte Verteilnetz für ein Szenario, zum Beispiel den Starklastfall, alle Manipulationsfaktoren bis auf x_{SL} festgelegt und in die Datenbank übertragen. Im nächsten Schritt wird x_{SL} solange angepasst, bis die Last am Abgang des Umspannwerkes einen Sollwert, der aus einer Messung ermittelt wurde, erreicht. Dieser Schritt wird für jeden Abgang des UWs wiederholt bis man pro Abgang einen anderen x_{SL} bestimmt hat. Diese Methodik ist in Abbildung 3.5 veranschaulicht. Für alle UW liegen für jeden Abgang Messwerte der Wirkleistung P , der Blindleistung Q , des Stroms I und der MS-Sammelschienenspannung U in 15-Minuten-Schritten für ein Jahr vor.

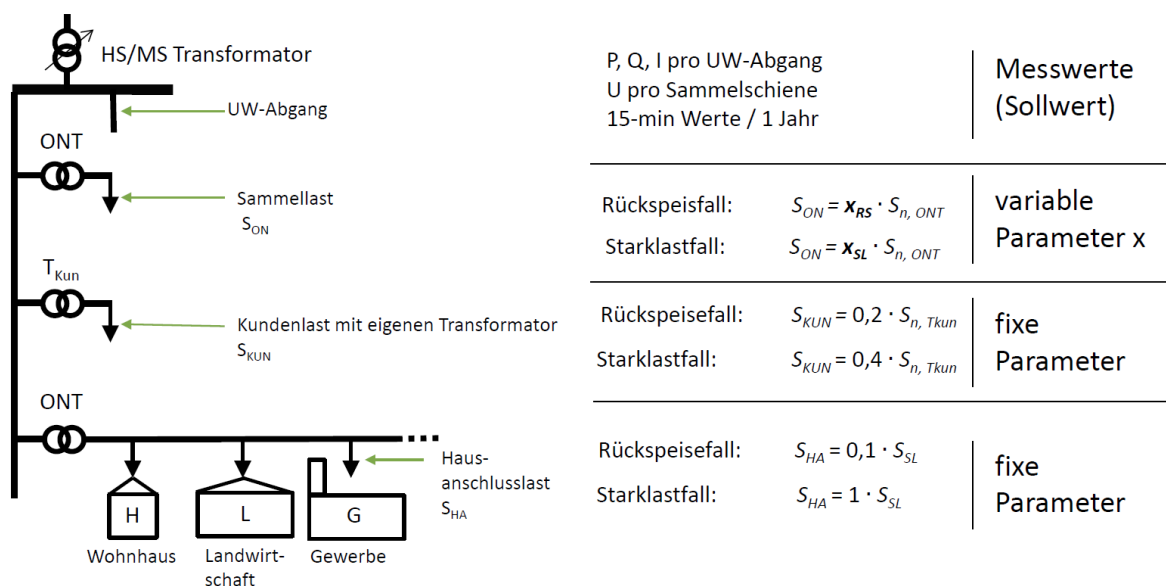


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung der Berechnung der aggregierte NS-Summenlast S_{ON}

Um x_{SL} und x_{RS} zu bestimmen, muss der Sollwert der Leistung am UW-Abgang aus den Jahresmessdaten festgelegt werden. Für die weitere Rechnung wird das 95 % Perzentil (95 % P) der maximalen Leistungswerte als Sollwert am UW Abgang verwendet. Für den Rückspeisefall wird das 100 % Perzentil (100 %P) angenommen. Um durch die Manipulation der aggregierten NS-Lasten die oben ermittelten Sollwerte möglichst gut anzunähern, wurde eine Automatisierungstool zur Ermittlung der Manipulationsfaktoren in MATLAB programmiert. Das Flussdiagramm ist in Abbildung 3.6 dargestellt.

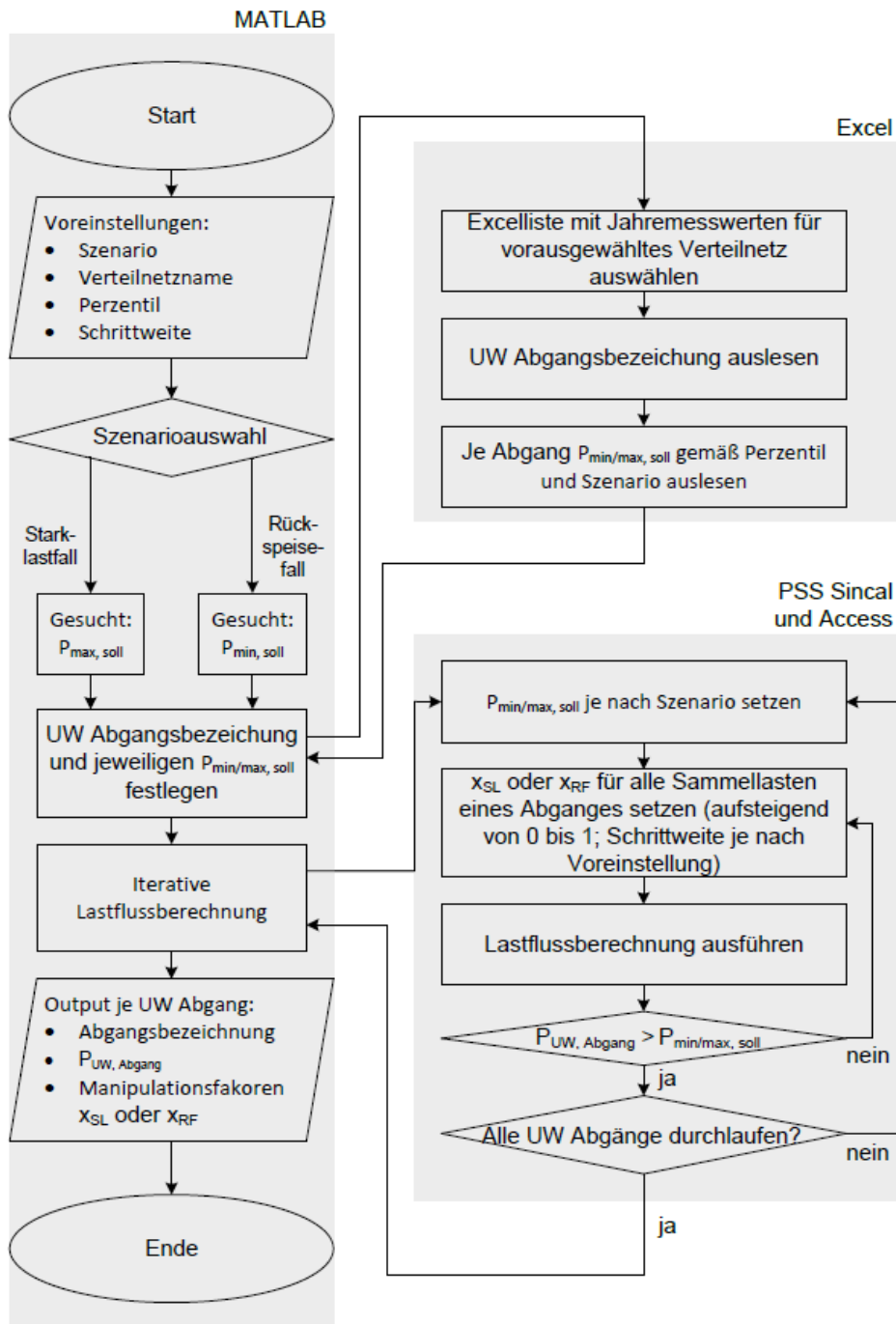


Abbildung 3.6: Flussdiagramm der automatischen Ermittlung der Manipulationsfaktoren für ein Verteilnetz

3.3 Optimale Batteriepositionierung (3. Schritt)

Gemäß aktueller rechtlichen Rahmenbedingungen ist der Betreiber zum Netzausbau verpflichtet. Die in der Arbeit betrachteten Netze werden dementsprechend in den rechtlich vorgegeben Grenzwerten betrieben. Ein Netzausbau ist jeweils an die Frage gekoppelt, ob es zeitnah ausgebaut werden muss und wie viel dieser Ausbau voraussichtlich kosten wird. In dieser Arbeit wird nach Standorten gesucht, an denen zeitnahe potenzielle Netzausbaukosten hoch sind. Damit Maximalkosten für den Netzausbau verhindert werden, wird der optimale Standort einer Batterie im Netz gesucht. Die Kernfrage dieser Arbeit lautet entsprechend:

Wo muss ein Batteriesystem in einem gegebenen Netzgebiet eingesetzt werden, um maximale Netzausbaukosten zu verhindern?

Zur Beantwortung dieser Frage müssen die Faktoren ausgemacht werden, die zu maximalen Netzausbaukosten führen. Dabei spielen örtliche und zeitliche Komponenten eine Rolle. Ein Standort wird danach bewertet, wie viele - möglichst kostenintensive - Betriebsmittel durch den Batterieeinsatz entlastet werden. Zeitlich wird betrachtet, wie durch den Batterieeinsatz zeitnahe Investitionen verschoben oder verhindert werden können. Aufgrund der Abzinsung einer Investition ist bei gleich hoher Investitionssumme und gleichen Betriebskosten die zeitnähere Investition stets die ungünstigere.

Der Batteriespeicher sollte ein ganzes Netzgebiet und nicht nur dessen spannungskritischsten Knoten entlasten. Trotzdem müssen Spannungsbandverletzungen möglichst ortsnah, also im günstigsten Fall im NS-Netz, gelöst werden. Aus diesem Grund wird gezielt nach einem Standort an der NS-Sammelschiene (NS-SS) einer Ortsnetzstation (ONS) gesucht, um dort über eine Blindleistungsregelung die Spannung zu beeinflussen. Das vorgegebene Batteriesystem ist somit an die NS-SS der ONS mit dem Niederspannungsnetz verbunden. Da Spannungsbandverletzungen im Netzgebiet der LVN vor allem durch den Zubau von PVA bedingt sind, wird das Batteriesystem in ein NS-Netz eingebaut in dem der obere Grenzwert der Nennspannung $U_n + 10\%$ (nach DIN 50160) kritisch ist. Diese Spannungssenkung führt zu einer Entkoppelung des NS-Netzes von dem MS-Netz bezüglich der starren Spannungskopplung. Darüber hinaus werden aber durch den Blindleistungsfluss in Richtung Umspannwerk in geringem Maße auch benachbarte Ortsnetze entlastet, also deren Spannungen gesenkt. Ein weiterer Grund für den Anschluss des Batteriesystems an der NS-SS statt am Knoten mit der höchsten Spannung ist, dass die thermische Belastung der Leitung nicht zusätzlich in nur einem Strang erhöht werden soll. Zudem kann durch den Wirkleistungsbezug der Batterie die Auslastung überlagerter Betriebsmitteln reduziert werden.

Da ein zeitnaher Ausbau im Vergleich zu einem späteren ebenfalls die Netzausbaukosten steigert, werden vorrangig spannungskritische NS-Netze behandelt. Spannungskritisch sind in diesem Zusammenhang die Netze, die schon

bei geringem PV-Zubau mit dem Stufensteller am Umspannwerkstransformator nicht auf einen zulässigen Sollwert geregelt werden können. Dieser Fall tritt auf, wenn die Spannungsdifferenz zweier Knoten verschiedener MS-Stränge mehr als 20 % der Nennspannung U_n ($\pm 10\% U_n$ nach DIN 50160) beträgt.

Postuliert man einen homogenen Zubau von DEA im Verteilnetz, so muss an diesen spannungskritischen Knoten ein spannungsbedingter Netzausbau priorisiert erfolgen. Wird ein Worst Case (Starklast- und Rückspeisefall) betrachtet, muss das jeweils spannungskritischste Strangpaar mit der höchsten Spannungsdifferenz ermittelt werden. Je mehr NS-Stränge einen bestimmten Schwellenwert ΔU erreichen, desto höher sind die zeitnahen Netzausbaukosten. Der Schwellenwert wurde in Abstimmung mit Experten des Netzbetreibers LVN auf 15 % festgelegt. Summiert man alle maximalen Spannungsdifferenzen ΔU_{\max} zu einem Wert für jedes Ortsnetz so erhält man $\sum \Delta U_{\max, ON}$ siehe Abbildung 3.7. Der Grenzwert ΔU_{\max} wurde eingeführt, damit ausgeschlossen werden kann, dass ONS die zwar viele Abgänge und einen hohen $\sum \Delta U_{\max, ON}$ -Wert, aber keine hohen Knotenspannungen aufweisen, als spannungskritisch angesehen werden.

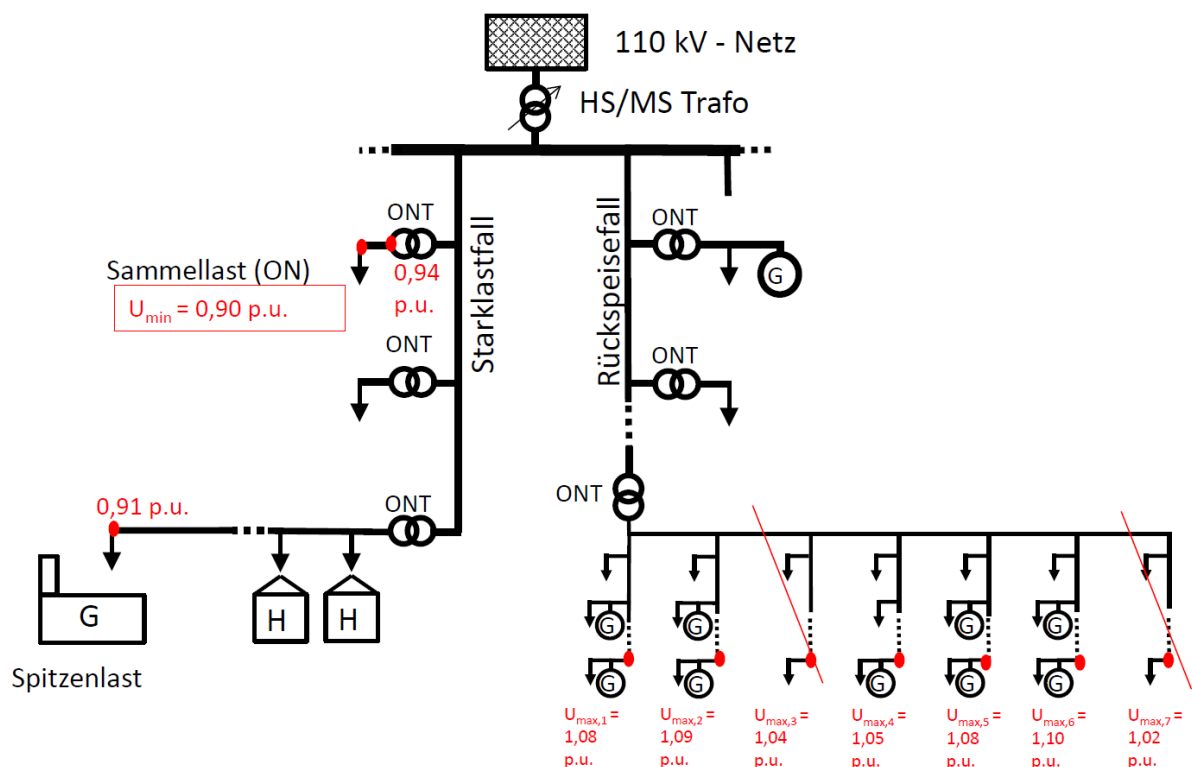


Abbildung 3.7: Schematische Darstellung zur Bestimmung des Parameters $\sum \Delta U_{\max, ON}$

Beispielhaft ist der oberen Abbildung ein Verteilnetz dargestellt, in dem an einem Strang ein Starklastfall, am anderen ein Rückspeisefall anliegt. Im gesamten Verteilnetz liegen NS-Lasten und Einspeiser entweder in aggregierter Form vor (in der Abbildung als Sammellast bezeichnet), dann sind sie direkt an die Unterspannungsseite des Ortsnetztransformators angeschlossen, oder sie liegen in einem realen NS-Netz verteilt auf die Hausanschlüsse vor. Beschriebene Knoten und

deren Spannungen sind in der Abbildung mit einem roten Punkt markiert. In dem Strang, an dem der Starklastfall vorliegt, liegt in einem Ortsnetz eine minimale Spannung an einem Gewerbebetrieb von 91 % vor. An einem anderen Ortsnetztransformator mit einer Sammellast liegt an der Unterspannungsseite des ONT eine Spannung von 94 % vor. Um den Spannungsabfall im nicht vorliegenden NS-Netz zu berücksichtigen, wird ein Spannungsabfall von 4 % angenommen [6]. Die minimale Spannung U_{min} in diesem Abgang des Umspannwerkes liegt also bei 90 %. Weiter wird angenommen, dass in diese die niedrigste auftretende Spannung in diesem Szenario ist. In dem UW-Abgang an dem der Rückspeisefall vorliegt, wird jeweils die höchste Spannung die an einem NS-Abgang anliegt berücksichtigt. Liegt die Differenz von $U_{max,x}$ und U_{min} höher als der oben festgelegte Grenzwert von 15 % wird dieser Wert bei der Summenbildung von $\sum \Delta U_{max,ON}$ berücksichtigt. Für das Beispiel aus Abbildung 3.7 gilt damit:

$$\sum \Delta U_{max,ON} = (U_{max,1} - U_{min}) + (U_{max,2} - U_{min}) + \dots + (U_{max,6} - U_{min}) = 90\% \quad (3.4)$$

Der Vorteil dieser Methode ist, mit $\sum \Delta U_{max,ON}$ einen Wert zu erhalten, der es ermöglicht, verteilnetzübergreifend verschiedene Ortsnetze bezüglich ihrer spannungsinduzierten maximalen Netzausbaukosten zu vergleichen und damit den optimalen Batteriestandort zu bestimmen.

Allgemein ist ein Optimierungsproblem dann gegeben, wenn eine zu minimierende beziehungsweise maximierende Zielfunktion, sowie das Problem beschreibenden Nebenbedingungen, vorliegt. Als Optimierungsmethode wird in dieser Arbeit ein Brute-Force-Ansatz, bei dem alle möglichen Kombinationen berechnet werden, gewählt. Die Zielfunktion zur optimalen Standortbestimmung ist die Maximierung der Summe aller Spannungsdifferenzen ΔU_{max} für jede Ortsnetzstation $\sum \Delta U_{max,ON}$. Dieser Wert wird als indirekter Indikator für maximale Netzausbaukosten angenommen. $\sum \Delta U_{max,ON}$ wird durch eine Automatisierung in MATLAB für jedes der 80 vom Verteilnetzbetreiber vorausgewählten Ortsnetze ermittelt. Einzuhaltende Nebenbedingung ist eine nötige Spannungsdifferenz ΔU_G von 15 %. Der Suchalgorithmus begünstigt Ortsnetzstationen mit einer hohen ΔU je NS-Strang und mit solche vielen Strängen beziehungsweise Abgängen von der NS-Sammelschiene. Zur Ermittlung des optimalen Standortes eines Batteriesystems sind die vorangegangenen Überlegungen in eine automatisierte Berechnung mit MATLAB eingeflossen. Die Rechenzeit beträgt wenige Minuten. Als Programmausgabe wird eine Excel-Liste erstellt, in der alle untersuchten Ortsnetze nach $\sum \Delta U_{max,ON}$ absteigend sortiert sind. Alle weiteren ausgegebenen Parameter sind Abbildung 3.8 zu entnehmen. Die Liste erlaubt es Ortsnetze verschiedener Verteilnetze miteinander zu vergleichen. So können Ortsnetze identifiziert werden, in denen die erwarteten Netzausbaukosten hoch sind. An diesen Standorten können gezielt weitere Schritte unternommen werden, um durch ein netzentlastendes Batteriesystem Netzausbau zu verzögern oder zu verhindern.

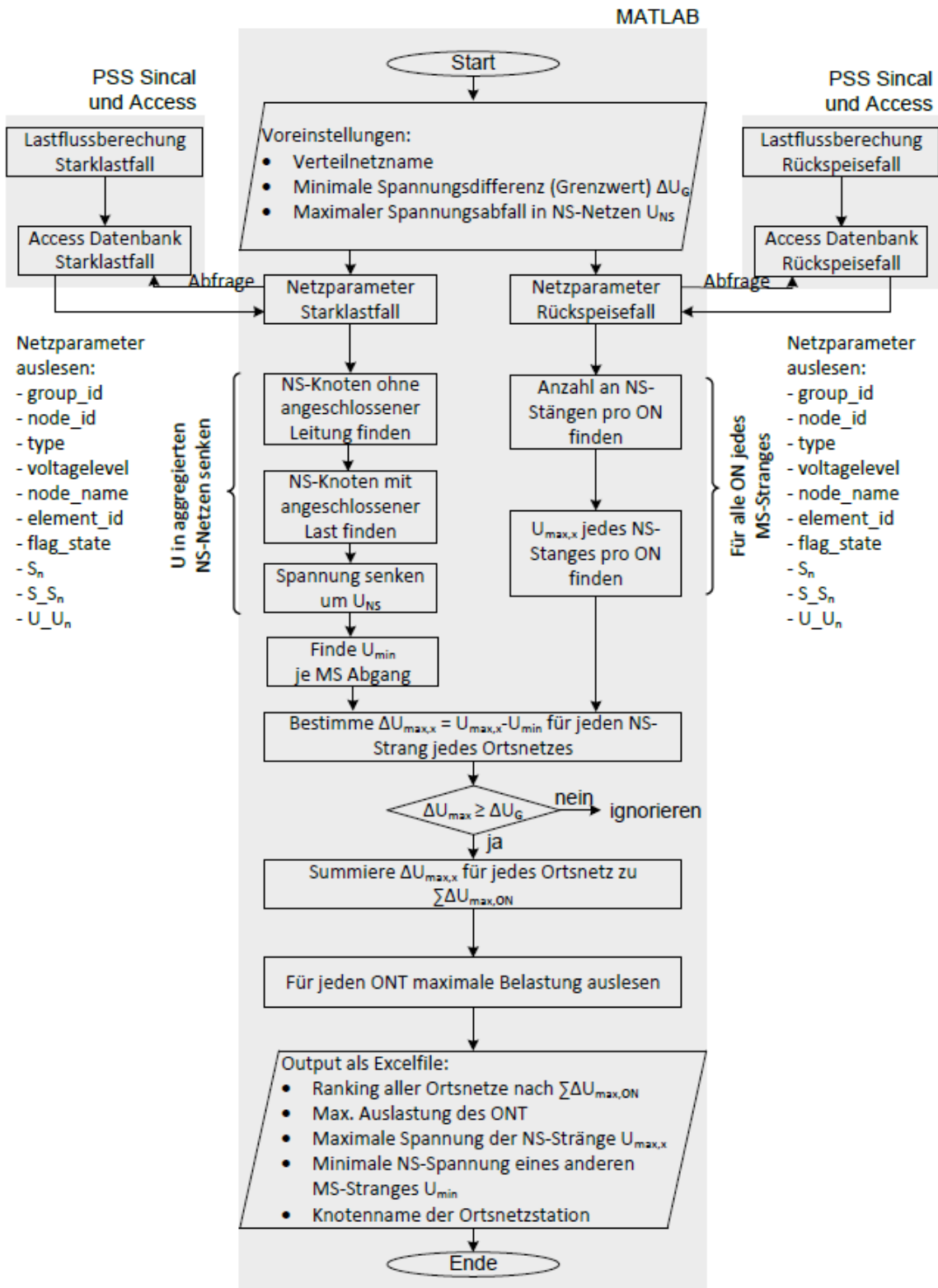


Abbildung 3.8: Flussdiagramm des MATLAB-Programmes zur Ermittlung des optimalen Standortes des Batteriesystems

4. Ergebnisse und Sensitivitätsanalyse

Als Ergebnis der vorgestellten Standortsuche in drei Schritten wurde eine Rangliste der 80 potenziellen Standorte mithilfe des MATLAB-Programmes aus Schritt 3 erstellt. Die 80 möglichen Batteriestandorte werden nach $\sum \Delta U_{\max, ON}$ priorisiert. In Tabelle 4.1 ist ein Ausschnitt der Liste dargestellt. Insgesamt wurden 15.461 Knoten von elf existierenden Mittelspannungsnetzen, inklusive 80 unterlagerter potenzieller Niederspannungsnetze im Netzgebiet der LVN untersucht.

Tabelle 4.1: Ausschnitt der Rangliste der untersuchten Standorte

Rang	Station	$\sum \Delta U_{\max, ON}$	U_{\min}	$U_{\max,1}$	$U_{\max,2}$	$U_{\max,3}$	$U_{\max,4}$	$U_{\max,5}$	$U_{\max,6}$	$U_{\max,7}$	$U_{\max,8}$
-	-	in %	in %	in %	in %	in %	in %	in %	in %	in %	in %
1	ONS1	159	85	107	106	107	110	109	107	108	0
2	ONS2	156	85	106	106	107	107	106	112	107	0
3	ONS3	146	85	105	105	106	106	107	106	106	
4	ONS4	142	87	106	105	105	104	104	104	104	106
5	ONS5	133	88	103	106	108	104	103	104	106	103

Die ermittelten Werte für $\sum \Delta U_{\max, ON}$ liegen zwischen 0 und 160 % bei eins bis acht spannungskritischen NS-Abgängen pro Ortsnetzstation. Der Tabelle kann entnommen werden, dass Ortsnetzstationen mit hohem ΔU_{\max} je Abgang einen hohen Rang einnehmen. Damit werden Standorte bevorzugt bei denen ein zeitnaher Netzausbau stattfinden wird. Außerdem weisen ranghohe ONS viele NS-Abgänge auf, was wiederum auf umfangreiche Ausbaumaßnahmen hinweist, da bei einem homogenen Zubau sämtliche Stränge ertüchtigt werden müssen.

Anhand der fünf am besten bewerteten Standorte beziehungsweise Ortsnetze werden in diesem Abschnitt allgemeine Kriterien für eine Standortwahl identifiziert. Dabei wurden neben Spannungswerten weitere Parameter untersucht, die bei vorhandenen Netzdaten einfach zu ermitteln sind und die mit einem hohen Platz in der Rangliste korrelieren.

Vier der Top 5-Standorte befinden sich entweder in der Mitte oder in der zweiten Hälfte eines MS-Stranges. An jedem der MS-Stränge ist eine Photovoltaikanlagenleistung zwischen 6,2 MVA und 11,4 MVA angeschlossen. Diese Beobachtungen führen zum ersten Kriterium:

Kriterium 1: Das Ortsnetz befindet sich in der zweiten Hälfte eines MS-Strangs, an dem viele Photovoltaikanlagen angeschlossen sind.

In Ortsnetz 1 (ONS1) sind an sechs von sieben, in Ortsnetz 2 an vier von sieben, in Ortsnetz 3 an sechs von acht, in Ortsnetz 4 an vier von acht und in Ortsnetz 5 an sechs von acht NS-Strängen Photovoltaikanlagen installiert. An jedem der fünf betrachteten Ortsnetze übersteigt die installierte Photovoltaikanlagenleistung die Hälfte der Bemessungsscheinleistung des Ortsnetztransformators. Daraus leitet sich das zweite Kriterium ab:

Kriterium 2: Im Ortsnetz übersteigt die angeschlossene Photovoltaikleistung die Hälfte Bemessungsscheinleistung des Ortsnetztransformators und ist über mindestens der Hälfte der NS-Stränge verteilt.

An allen Standorten liegt die niedrigste Spannung in der Niederspannung, an einem anderen (parallelen) MS-Abgang im Worst Case zwischen 85 % und 88 %. Trotz dieses geringen Wertes, ermöglicht die Regelmöglichkeit der Spannung an der MS-Sammelschiene am Umspannwerk die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte nach DIN EN 50160. Weiter kann es sein, dass die pauschale Absenkung der Spannung um 4 % in manchen aggregierten NS-Netzen zu hoch berechnet wird. Diese minimalen Spannungen können in Kombination mit hohen Spannungen an einen parallelen MS-Abgang aber zu hohen Spannungsdifferenzen führen, die sich durch die Regelung am UW nicht mehr im vorgeschriebenen Spannungsband halten lassen. Eine Auswertung der Messwerte an den Umspannwerksabgängen ergab, dass bei 20 % aller 93 untersuchten MS-Stränge, der elf Verteilnetz, eine hohe rückgespeiste Leistung an einem Strang und eine hohen Last an einem anderem Strang zeitgleich zusammenfallen. Dieser Worst Case tritt aber in sechs der elf Verteilnetze auf. Ein potenzieller Batteriestandort muss auch das dritte Kriterium erfüllen.

Kriterium 3: Im parallelen MS-Strang muss mindestens eine niedrige Knotenspannung in einem Ortsnetz vorliegen.

Treffen alle drei Kriterien für einen Ortsnetz zu, so ist die Wahrscheinlichkeit groß dass es sich für den Einsatz einer Großbatterie eignet. Neben dieser wirtschaftlich-technischen Planungsgrundlage müssen für eine praktische Standortwahl weitere Gesichtspunkte wie Verfügbarkeit, Lärmbelastung und Auslastung des ON-Transformators berücksichtigt werden.

Im Folgenden wird anhand einer Sensitivitätsanalyse untersucht inwiefern die Reihenfolge der Standorte, beziehungsweise deren Priorisierung, von dem Grenzwert ΔU abhängt. Zur Summenbildung des $\sum \Delta U_{\max, ON}$ Wertes nur Spannungsdifferenzen an den NS-Abgängen von Ortsnetzstationen berücksichtigt, die größer oder gleich 15 % sind.

In der Sensitivitätsanalyse wird ΔU von 10 % bis 20 % (Grenzwerte nach DIN EN 50160) variiert. Für jedes ΔU wird eine neue priorisierte Standortliste erstellt und für die ersten zehn Plätze dieser Liste untersucht inwiefern eine Platzänderung erfolgt ist. Entsteht durch den geänderten Grenzwert eine andere Reihenfolge der Standorte, als bei dem Basisszenario mit $\Delta U=15\%$ wird die Differenz der Platzierung „abweichende Platzierung“ genannt. Ist zum Beispiel Standort 6, bei einem Szenario mit $\Delta U=18$ auf Platz 4 gerückt, wäre in diesem Fall der Wert der „abweichenden Platzierung“ $6-4=2$. In Abbildung 4.1 sind die abweichenden Platzierungen nach einer Parametervariation des Grenzwertes ΔU für die ersten zehn Standorte dargestellt. Das in dieser Arbeit verwendete Basisszenario mit einem Grenzwert von $\Delta U=15\%$ ist in der Graphik rot markiert. Niedrigere Grenzwerte ändern nichts an der Reihenfolge. Außerdem kann man sehen, dass sich an den ersten beiden Plätzen über das ganze Spektrum der Grenzwertveränderung keine Änderung einstellt.

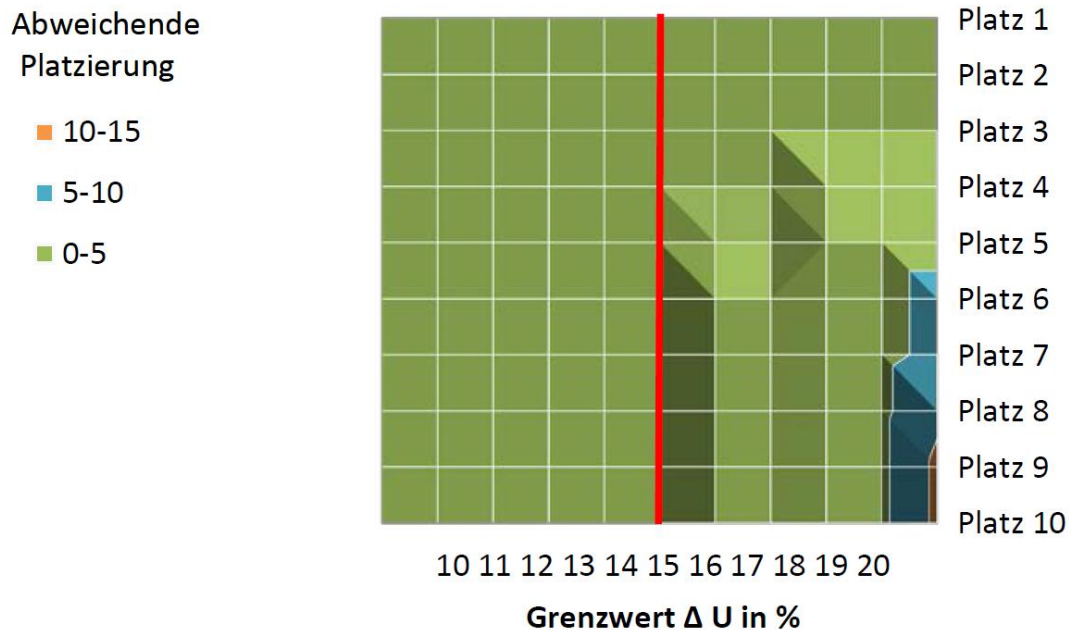


Abbildung 4.1 Sensitivität der Standort-Priorität für verschiedene Grenzwerte ΔU

Tendenziell ändert sich auf den niedrigeren Rängen die Reihenfolge umso mehr, je höher der Grenzwert ist. Das liegt daran, dass im Basisszenario hoch platzierte Standorte in der Reihenfolge absinken, wenn weniger NS-Abgänge durch den verschobenen Grenzwert berücksichtigt werden und so ehemals tiefer platzierte Standorte in der Liste aufrücken.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Ziel dieser Arbeit ist die Bestimmung optimaler Standorte für stationäre Großbatterien in Verteilnetzen unter Berücksichtigung wirtschaftlich-technischer Gesichtspunkte. Im Mittelpunkt steht dabei, einen zukünftigen Netzausbau an diesem Standort durch den Einsatz der Batterie überflüssig zu machen. Wirtschaftlich darstellen lässt sich der Einsatz von Großbatterien nur dann, wenn statt einzelner Stränge oder Knoten ganze Netzgebiete entlastet werden.

Anfangs wird auf die rechtlichen und technischen Grundlagen für den Netzausbau eingegangen. Nach der Vorstellung und dem Abwägen verschiedener technischer Alternativen zu herkömmlichem Netzausbau werden Batteriesysteme eingehender erläutert, da sie als einziges Betriebsmittel sowohl Wirk- und Blindleistung regeln, als auch Energie speichern können. Dadurch kann durch eine Spannungssenkung sowohl lokaler Netzausbau in einem Ortsnetz, als auch der Netzausbau auf einer höheren Spannungsebene verhindert werden, indem der Leitungsfluss von niedrigen in höhere Spannungsebenen gleichmäßig wird. Um dieses Alleinstellungsmerkmal von Batteriesystemen gegenüber anderen alternativen Betriebsmitteln zu nutzen, wird gezielt nach Standorten an NS-Sammelschienen von Ortsnetzstationen gesucht.

Umgesetzt wurde die Untersuchung im Netzgebiet der Lechwerke Verteilnetz GmbH, dem größten Verteilnetzbetreiber von Bayerisch-Schwaben. Durch eine hohe Dichte an Photovoltaikanlagen und den damit verbundenen häufiger vorkommenden Netzausbau ist dieses überwiegend ländlich geprägte Gebiet für diese Untersuchung ideal. Aufgrund der großen Anzahl möglicher NS-Netze wurden 80 Ortsnetze mit einem hohen Anteil an PV durch den Verteilnetzbetreiber ausgewählt. Diese 80 detailliert modellierten Ortsnetze verschiedenen Charakters sind elf Verteilnetzen zugeordnet.

Die entwickelte Methodik zur Ermittlung des wirtschaftlich-technische optimalen Standortes kann in drei Schritte eingeteilt werden.

Im ersten Schritt werden rechenfähige Verteilnetze erstellt, in denen sowohl Mittelspannungsnetze als auch Niederspannungsnetze anhand einer Simulationssoftware zusammen berechnet werden. Dabei werden die realen, hausanschluss-scharf berechneten NS-Netze jeweils mit den dazugehörigen MS-Netzen berechnet. Die restlichen, nicht hausanschluss-scharfen NS-Netze werden in aggregierter Form ebenfalls betrachtet. In diesem Zusammenhang wurde eine Methodik entwickelt, die es ermöglicht, Spitzenlasten auf der Basis von Jahresverbrauchsdaten zu berechnen. Die Methodik wurde durch den Vergleich mit Literaturwerten evaluiert und ermöglicht realistische Lastannahmen an den Hausanschlüssen der untersuchten Ortsnetze.

Als indirekter Indikator für maximale Netzausbaukosten wird im Rahmen dieser Arbeit der Faktor $\sum \Delta U_{\max, ON}$ vorgeschlagen. Dieser Faktor beschreibt die Summe aller maximalen Spannungsdifferenzen an einer Ortsnetzstation für den Worst Case. Daher werden im zweiten Schritt die Verteilnetze für zwei Worst-Case-Szenarien, den Starklast- und den Rückspeisefall, berechnet. So können alle Ortsnetze der verschiedenen Verteilnetze miteinander verglichen und eine Rangordnung der Standorte, an denen das Batteriesystem zu einer maximalen Senkung der Netzausbaukosten führt, aufgestellt werden. Die realistische Anpassung der Spitzenlasten und Einspeiseleistung an den Worst Case erfolgte mit Hilfe sogenannter Manipulationsfaktoren. Diese wurden anhand von Leistungsmesswerten jedes MS-Abganges im Umspannwerk an das jeweilige Szenario mithilfe eines MATLAB-Programmes automatisch ermittelt. Da bei 20 % aller 93 untersuchten MS-Abgänge der angenommene Worst Case im untersuchten Jahr auch aufgetreten ist, scheint diese Annahme im Rahmen einer sicheren Netzplanung ein guter Planungsansatz zu sein.

Als Kernstück dieser Arbeit wird im dritten Schritt ein Verfahren vorgestellt, welches die Standortauswahl mit Hilfe eines weiteren MATLAB-Programms automatisiert. So können die Standorte nach $\sum \Delta U_{\max, ON}$ bewertet und in einer Liste absteigend priorisiert werden. Für die fünf am meisten erfolgversprechenden Batteriestandorte werden verschiedene Parameter wie Entfernung zum Umspannwerk und PV-Durchdringung untersucht. Durch den Vergleich der Standortparameter konnten drei allgemeine Auswahlkriterien abgeleitet werden. Treffen alle drei Kriterien für ein

Ortsnetz zu, so ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass sich dieser Standort für den Einsatz einer Großbatterie eignet.

Kriterium 1:

Das Ortsnetz befindet sich in der zweiten Hälfte eines MS Strangs, an dem viele Photovoltaikanlagen angeschlossen sind.

Kriterium 2:

Im Ortsnetz übersteigt die angeschlossene Photovoltaikleistung die Hälfte Bemessungsscheinleistung des Ortsnetztransformators und ist über mindestens der Hälfte der NS-Stränge verteilt.

Kriterium 3:

Im parallelen MS Strang muss mindestens eine niedrige Knotenspannung in einem Ortsnetz vorliegen.

Um zu verhindern, dass Ortsnetze mit einer Vielzahl von NS-Abgängen, die aber niedrige Strangspannungen aufweisen, einen hohen $\sum \Delta U_{\max, ON}$ -Wert erzielen, obwohl an ihrem Standort in naher Zukunft kein Netzausbau zu erwarten ist, wurde als Nebenbedingung eingeführt, dass nur Spannungsdifferenzen aufsummiert werden, die einen bestimmten Grenzwert überschreiten. Eine Sensitivitätsuntersuchung dieser Nebenbedingung zeigt, dass eine geringfügige Variation des Grenzwertes (Annahme 15 %) nichts Grundlegendes an einer Platzierung in den oberen zehn Rängen der potenziellen Batteriestandorte ändert.

Im Rahmen des SmartPowerFlow-Projektes¹ sind folgende weiterführende Arbeiten geplant, die auf der vorliegenden Untersuchung aufbauen:

- Modellierung des Betriebsverhaltens des Batteriesystems für verschiedene Geschäftsmodelle, um deren Auswirkung auf das Netz zu prognostizieren.
- Technisch-wirtschaftlicher Vergleich des eingesetzten Batteriesystems mit einem konventionellen Netzausbau.
- Evaluierung der entwickelten Simulationsmodelle anhand einer einjährigen Messkampagne zur Erfassung der Netz- und Batterieparameter.

¹Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (Förderkennzeichen: 0325522A).

Literaturverzeichnis

- [1] C. Breyer, B. Müller, C. Möller, E. Gaudchau, L. Schneider, K. Gajkowski, M. Resch und G. Plessmann, „Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland“, Berlin, 2013.
- [2] J. Auer, J. Keil, und A. Stobbe, „Moderne Stromspeicher“, Frankfurt am Main, 2012.
- [3] BMWi und BMU, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, S. 32, 2010.
- [4] A. von Oehsen, Y.-M. Saint-Drenan, T. Stetz, und M. Braun, „Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung – Ergänzte Fassung vom 29.05.2012“, Kassel, 2012.
- [5] A. Mohring und J. Michaelis, „Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern im Niederspannungsnetz“, Karlsruhe, 2013.
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.“, Berlin, 2012.
- [7] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“, Dissertation, TU München, 2011.
- [8] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen.pdf“, 29. Symp. Photovoltaische Solarenergie, 2014.
- [9] Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V., TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August. 2007, S. 90.
- [10] T. Kerber, G. Kerber, M. Werner, L. E. W. V. GmbH, A. Germany, M. Finkel und M. Wiest, „DECENTRALIZED VOLTAGE CONTROL IN 20 KV DISTRIBUTION GRIDS BY CONTROLLING REACTIVE POWER OF INVERTERS“, in Cired Workshop, 2014, Nr. 0112, S. 5.
- [11] J. Bühler, „Instandhaltungs- und Erneuerungsoptimierung von städtischen Mittelspannungsnetzen“, Dissertation, Technische Universität Darmstadt, 2013.
- [12] H. Melzer, Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (DA-CH): eine Bestandsaufnahme mit einer Zusammenfassung der ETG-Umfrage STE 2010, Verfahren der Erdschlusskompensation und selektiven Erdschlusserfassung. VDE-Verlag, 2012.
- [13] J. Büchner, O. Flörcken, S. Dierkes, L. Verheggen, und M. Usler, „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, 2014.
- [14] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten“, Dissertation, TU Dresden, 2002.
- [15] F. Wirtz, „Zusammenhang von Zuverlässigkeit und Kosten in Mittelspannungsnetzen“, Dissertation, RWTH Aachen, 2008.
- [16] M. Kraiczy, T. Stetz, S. Schmidt, M. Braun, und G. Wirth, „Rückwirkung lokaler Spannungsregelungen von Photovoltaikanlagen auf die Regelung von Verteilnetztransformatoren“, in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2014, S. 16.
- [17] Bundestag, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG). 2005, S. 114.

- [18] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010. 2011, S. 45.
- [19] S. Cobben, B. Gaiddon, und H. Laukamp, „Impact of Photovoltaic Generation on Power Quality in Urban Areas with High PV Population - Results from Monitoring Campaigns“, 2008.
- [20] H. Laukamp, E. Caamaño, S. Cobben, T. Erge, und J. Thornycroft, „Recommendations for Utilities“, 2008.
- [21] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011.
- [22] BDEW, „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“. 2008.
- [23] T. Stetz, „Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems: Technical and Economic Assessment“, Dissertation, University of Kassel, 2014.
- [24] M. Bendrat, „Analyse der Spannungsqualität in Verteilnetzen auf der Niederspannungsebene sowie Realisierung geeigneter Kompensationsmaßnahmen“, Dissertation, Hagen, 2011.
- [25] M. Haslbeck, M. Sojer, T. Smolka, und O. Brückl, „Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren“, etz, Bd. 9, S. 2–7, 2012.
- [26] A. Hinz, „Der regelbare Ortsnetztransformator im Verteilungsnetz – Lösung aller Spannungsbandprobleme?“, in FGE Kolloquium, 2012.
- [27] E. Wieben, T. Kumm, E. Hohn, M. Rohr, und M. Stadler, „The 5% Approach as Building Block of an Energy System dominated by Renewables“, in 28th Conference on Environmental Informatics - Informatics for Environmental Protection, Sustainable Development and Risk Management, 2014, S. 85–92.
- [28] M. Klobasa, G. Angerer, J. Schleich, T. Buber, A. Gruber, M. Hünecke, und S. von Roon, „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland“, 2013.
- [29] M. Bodach, „Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen“, Dissertation, TU Dresden, 2006.
- [30] M. Braun, „Provision of Ancillary Services by Distributed Generators“, Dissertation, Kassel University, 2008.
- [31] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“, 2014.
- [32] G. Fuchs, B. Lutz, M. Leuthold, und D. Sauer, „Technology Overview on Electricity Storage“, 2012.
- [33] Hermann Nagel. Hrsg. Rolf R. Cichowski, Systematische Netzplanung, 2. Edition. Berlin : VDE-Verl.; Frankfurt, M. : VWEW-Energieverl., 2008, S. 155.
- [34] C. Fünfgeld und R. Tiedemann, „Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step by step“, VDEW Mater., Bd. M–05/2000, S. 34, 2000.
- [35] K. Engels, „Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilnetzen“, Dissertation, RWTH Aachen, 2000.

- [36] N. Lübke, A. Holst, und R. Tolzmann, „Entwicklung eines synthetischen Jahreslastprofils für Haushaltsabnahme aus Elt.-Versorgungsnetzen“, in 12. Symposium Maritime Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, 2007, S. 6.
- [37] T. Stetz, H. Wolf, A. Probst, S. Eilenberger, Y. Saint Drenan, E. Kämpf, D. Schöllhorn, S. Schmidt, D. Von Niederspannungsnetzen, und E. E. Von Smart-metern, „Analysis of Smart-Meter Measurement Data“, in VDE Kongress 2012 Stuttgart, 2012, S. 1–8.
- [38] B. Schlomann, J. Steinbach, und H. Kleeberger, „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010“, 2013.
- [39] V. Quaschnig, „Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert“. Habilitation, 2000, S. 198.