

BEWERTUNG DES VERTEILUNGSNETZAUSBAUS UNTER BERÜCKSICHTIGUNG INTELLIGENTER NETZTECHNOLOGIEN

Lukas Verheggen, Sebastian Dierkes, Henning Schuster, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen,
Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, lv@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Aufgrund der starken Zunahme dezentraler, regenerativer Erzeugung kommt es zu neuen Herausforderungen in den Verteilungsnetzen. Insbesondere Mittel- und Niederspannungsnetze sind in der Vergangenheit ausschließlich für die Versorgung von Kunden und nicht für die Aufnahme elektrischer Energie ausgelegt worden. Aus diesem Grund stehen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen große Umbaumaßnahmen bevor. Derzeit wird diese Herausforderungen hauptsächlich durch Netzverstärkungen begegnet. Jedoch durch Entwicklungen in der Informations- und Kommunikationstechnik stehen dem Netzbetreiber zukünftig verschiedene intelligente Netztechnologien zur Verfügung. Diese können den benötigten Netzausbau deutlich reduzieren. In diesem Beitrag wird eine Methodik vorgestellt, welche den Nutzen dieser Netztechnologien gegenüber dem klassischen Netzausbau darlegt.

Keywords: Verteilungsnetzausbau, Smart Grid, intelligente Netztechnologien, Integration erneuerbarer Energien

1 Einleitung und Motivation

Aufgrund der klimapolitischen Zielsetzung der deutschen Bundesregierung [1] kommt es zu einem starken Anstieg installierter Leistung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Da erneuerbare Energien Anlagen (EE-Anlagen) in der Regel dezentral in den Verteilungsnetzen angeschlossen sind, bedeutet dieses, dass die Verteilungsnetze vor neuen Herausforderungen stehen. Besonders ländliche Mittel- und Niederspannungsnetze sind davon betroffen und müssen weiter ausgebaut werden. Die dena-Verteilernetzstudie prognostiziert einen Ausbaubedarf in den deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen in der Höhe von 16 Mrd. Euro [2].

Neben dem Netzausbau besteht die Möglichkeit mit Hilfe intelligenter Netztechnologien mehr EE-Anlagen in den Netzen zu integrieren. Diese Netztechnologien sind zum Beispiel das Wirk- und Blindleistungsmanagement von EE-Anlagen, aber auch zusätzliche Netzkomponenten wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Kompensationsanlagen. Diese intelligenten Netztechnologien sind teilweise bereits aus den Übertragungsnetzen bekannt. Durch die technischen Fortschritte in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und der damit verbundenen Kostenreduktionen, wird es in Zukunft auch attraktiver diese Konzepte auch in Mittel- und Niederspannungsnetzen einzusetzen [3].

Das Ziel ist eine Methodik zu entwickeln, welche den Nutzen der intelligenten Netztechnologien beim derzeit stattfindenden Ausbau der deutschen Verteilungsnetze

quantifizieren kann. Der Nutzen dieser Konzepte kann über die Reduktion des benötigten Ausbaubedarfs bewertet werden.

2 Analyse

2.1 Technische Randbedingungen

Die technischen Randbedingungen in den Verteilungsnetzen umfassen Randbedingungen für den Strom, die Spannung sowie der Kurzschlussstrom. Durch diese Randbedingungen wird somit die maximale installierte Anschlussleistung dezentraler Einspeisungen limitiert. In Abbildung 1 ist die Abhängigkeit der maximalen Anschlussleistung von der Leitungslänge dargestellt. Bei kurzen Leitungslängen (Bereich 1) ist die thermische Grenze der limitierende Faktor für den Anschluss von EE-Anlagen. Bei größeren Leitungslängen (Bereich 2) werden jedoch die Spannungsverluste auf dem Leitungsabschnitt größer und das Spannungsband stellt die restriktivere Grenze für den Anschluss der Wirkleistung dar. [3]

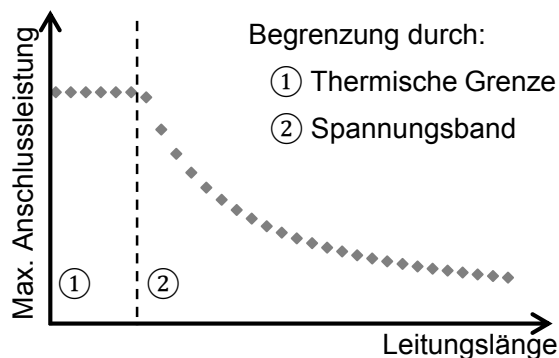


Abbildung 1: Begrenzung der Anschlussleistung durch technische Randbedingungen [3]

Können Verletzungen dieser Grenzen nicht behoben werden, ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet das Netz auszubauen. Im Folgenden werden die technischen Randbedingungen genauer erläutert.

2.1.1 Thermische Grenzstrom

Der thermische Grenzstrom ist durch die Betriebsmittel definiert. Der thermische Grenzstrom ist der maximale Strom der durch Betriebsmittel fließen kann, ohne dass dieses dauerhaft aufgrund von Überhitzungen beschädigt werden [4].

2.1.2 Spannungshaltung

Die Spannungshaltung wird in Normen und Richtlinien definiert. So muss nach der DIN 50160 gewährleistet sein, dass der 10-minuten Mittelwert der Spannung bei Endkunden um maximal ± 10 Prozent von der Nennspannung abweicht [5].

Da die Umspannebene zwischen der Mittel- und Niederspannung in der Regel keine Spannungsregelung enthält, muss bei einer getrennten Betrachtung der Spannungsebenen dieses Spannungsband auf die Mittel- und Niederspannungsebene aufgeteilt werden. Weiterhin müssen hierbei auch die Spannungsverluste bei der Transformation zwischen den beiden Spannungsebenen mit berücksichtigt werden. Die Aufteilung des Spannungsbands auf diese drei Bereiche ist dem jeweiligen Netzbetreiber überlassen. [3]

2.1.3 Kurzschlussstrom

Die Grenzen des Kurzschlussstroms sind zum einem durch das Schutzkonzept des Netzes und zum anderen durch die Betriebsmittel begrenzt.

Der maximale Kurzschlussstrom darf keine Komponente im Netz durch einen auftretenden Kurzschluss dauerhaft beschädigen. Allerdings muss der Kurzschlussstrom so groß sein, damit das Schutzkonzept den Fehler sicher erkennt und diesen Fehler sicher abschalten kann. [4]

2.1.4 Versorgungs- und Einspeisezuverlässigkeit

Die Betreiber elektrischer Netze sind in durch die §17 und §19 des EnWG verpflichtet alle Netzkunden mit elektrischer Energie diskriminierungsfrei zu versorgen und hierbei einen Mindeststandard nicht zu unterschreiten [6]. Die Versorgungszuverlässigkeit beschreibt inwiefern der Netzbetreiber auch im Fehlerfall die Versorgung der Netzkunden sicherstellen kann, bzw. inwiefern der Netzkunde durch einen Fehlerfall beeinträchtigt wird. Allgemein gilt, je kleiner ein Ausfall ist, desto länger wird dieser akzeptiert [7]. Daraus leiten sich auch die historisch gewachsenen Netztopologien in den verschiedenen Spannungsebenen ab. So werden Mittelspannungsnetze in der Regel so ausgelegt, dass innerhalb weniger Minuten bis hin zu einer Stunde nach einer Störung die Wiederversorgung aller Netzkunden sichergestellt werden kann. Aus Kostengründen wird in Niederspannungsnetzen hierauf in der Regel verzichtet [4, 7].

Der Anschluss von erneuerbaren Energien wird in Deutschland durch §5 EEG geregelt. So ist der Netzbetreiber verpflichtet elektrische Energie aus regenerativen Erzeugungsanlagen abzunehmen und ggf. sein Netz so zu verstärken, um die Abnahme der elektrischen Energie zu gewährleisten. Im Gegensatz zur Versorgung von Netzkunden ist dem Netzbetreiber jedoch nach §5 EEG im Fehlerfall die Einspeiseleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen zu reduzieren, um einen sicheren Netzbetrieb aufrecht zu erhalten. [1]

2.2 Netztopologie in Mittel- und Niederspannungsnetzen

Mittel- und Niederspannungsnetze dienten in der Vergangenheit der Verteilung elektrischer Energie von den Hochspannungsnetzen hin zu den Endkunden [4], welche hauptsächlich in den Niederspannungsnetzen angeschlossen sind [8]. Aufgrund der historischen Entwicklung sind in Deutschland in den Mittel- und Niederspannungsnetzen überwiegend offenbetriebene Maschen-, Ring-, Strang- und Strahlennetze vorzufinden. Die Wahl der Netztopologie ist abhängig von der Versorgungsaufgabe, so sind in städtischen Netzen mit hohen Lastdichten eher kürzere Ring- oder Maschennetze zu finden, während in ländlichen Netzen mit einer geringen Lastdichte die Netze teilweise nur als Strahlennetze ausgeführt sind [4].

2.3 Netzausbau

Der Netzbetreiber ist für den sicheren Netzbetrieb verantwortlich (vgl. Abschnitt 2.1). Kann dieser nicht eingehalten werden, ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet sein Netz für die bestehende Netznutzung (Versorgung und Einspeisung) zu ertüchtigen. Da in der Regel Mittel- und Niederspannungsnetze passiv betrieben werden [4], ist der Netzausbau die gängige Methode zur Ertüchtigung des Netzes. In den nächsten Jahren wird somit von

einem erhöhten Ausbaubedarf in den deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen ausgegangen [2].

2.4 Intelligente Netztechnologien

Durch die Entwicklungen in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) stehen den Netzbetreibern jedoch zukünftig immer mehr intelligente Netztechnologien für einen aktiven Eingriff in den Netzbetrieb zur Verfügung [3]. Somit ist es möglich in bestehende Netze mehr dezentrale Erzeugungsanlagen zu integrieren, ohne dass es zu Verletzungen der technischen Randbedingungen kommt. Dies führt dazu, dass der konventionelle Leitungszubau nicht mehr notwendig ist, oder zumindest zeitlich verzögert werden kann [3].

Mit Hilfe intelligenter Netztechnologien kann sowohl Engpassmanagement in den Verteilungsnetzen durchgeführt werden als auch die Spannung an den einzelnen Netzknoten beeinflusst werden. Somit kann bei Verletzung der einzelnen technischen Randbedingungen durch den Einsatz dieser Technologien wieder ein gültiger Netzzustand erreicht werden. Einen Überblick über diese Maßnahmen ist in Abbildung 2 gegeben.

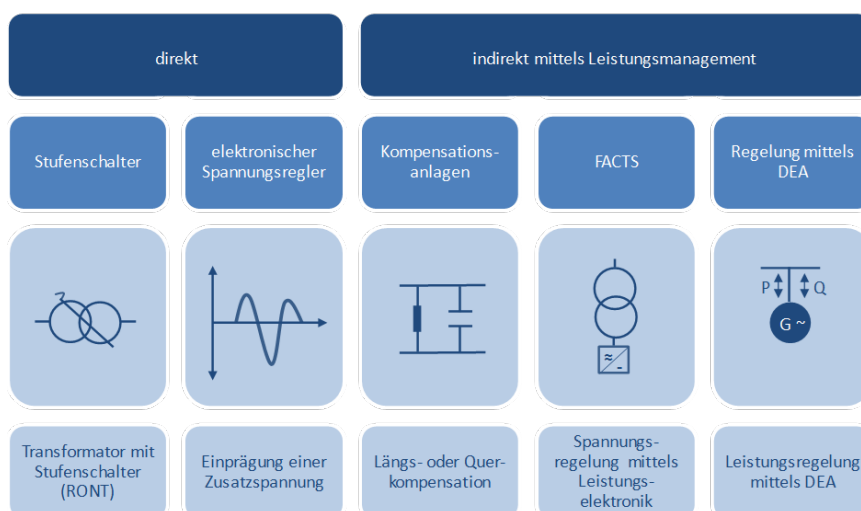


Abbildung 2: Überblick Intelligenter Netztechnologien

Zu den Maßnahmen des Engpassmanagements gehören der Einsatz von steuerbaren Lasten, Speichern sowie die Abregelung von Einspeisespitzen dezentraler Erzeugungsanlagen. Diese Maßnahmen bewirken eine Reduzierung des Stromflusses auf den Leitungen. Die Reduzierung des Stromflusses führt direkt zu einer Reduzierung der Auslastung der Betriebsmittel und implizit zu einer Reduzierung der Spannungsabweichung an den Netzknoten.

Neben des Wirkleistungsmanagements stehen dem Netzbetreiber weitere Netztechnologien, insbesondere zur Beeinflussung der Netzspannung, zur Verfügung. Diese Technologien können in zwei Kategorien aufgeteilt werden: in direkte und indirekte Maßnahmen.

Direkte Maßnahmen zeichnen sich dadurch aus, dass diese die Spannung durch Spannungstransformation beeinflussen, wie beim regelbaren Ortsnetztransformator [3], oder dem einprägen einer Zusatzspannung mit Hilfe einer Spannungslängsreglers [3].

Indirekte Maßnahmen zur Spannungsregelung beeinflussen die Netzspannung wiederum mit Hilfe von Blindleistung. Wird induktive Blindleistung verbraucht, kommt es zu einem Spannungsabfall. Wird jedoch kapazitive Blindleistung dem Netz entnommen, kann die Netzspannung angehoben werden [3]. Diesen Effekt kann mit Hilfe von Kompensationsanlagen, FACTS, aber durch Erzeugungsanlagen erreicht. Aus diesem Grund sind die meisten dezentralen Erzeugungsanlagen mittlerweile durch die technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber verpflichtet Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Die Höhe der Blindleistung ist abhängig von Höhe der installierten Leistung und der Spannungsebene an dem die Erzeugungsanlage angeschlossen ist [9, 10].

3 Ableitung der Modellnetze

Die Untersuchungen des Netzausbaus werden auf Basis von Modellnetzen durchgeführt. Die Modellnetze zeichnen sich durch eine vereinfachte Netzstruktur aus. Dadurch dass viele Mittel- und Niederspannungsnetze als offen Ring-, Strang oder Strahlennetze ausgeführt sind, werden die Netzstrukturen vereinfacht als reine Strahlennetze modelliert. Elektrisch verhält sich ein solches Modellnetz wie ein reales Netz, da reale Netze im Normalbetrieb in der Regel offen betrieben werden [4].

Um jedoch die Versorgungszuverlässigkeit in den Mittelspannungsnetzen garantieren zu können, wird die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel in den Mittelspannungsnetzen halbiert. Somit ein Umschaltung des gesamten Rings bzw. Strangs auf einen Abgang immer noch möglich, ohne dass es zu Verletzungen von Randbedingungen kommt.

Durch diese Vereinfachung können die Modellnetze durch wenige Angaben definiert werden:

- Betriebsmitteltypen
- Anzahl der Netzkunden (Einspeisungen und Verbraucher)
- Leistung und Standort der Netzkunden (Einspeisung und Verbraucher)
- Anzahl der Abgänge (bzw. Halbränge)
- Länge des Abgangs (bzw. Halbrings)

Da diese Angaben sich in den verschiedenen Netzen stark unterscheiden, ist es möglich für jeden dieser Angaben Verteilungsfunktionen zu hinterlegen.

4 Methodik

Die in diesem Beitrag vorgestellte Methodik ermittelt den Ausbaubedarf hervorgerufen durch zusätzlich installierter Erzeugungsanlagen in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Dies geschieht auf Basis von Modellnetzen. Zeitgleich können in diesen Modellnetzen intelligente Netztechnologien eingesetzt werden und somit deren Nutzen bewertet werden.

4.1 Methodik zur Bestimmung des konventionellen Ausbaubedarfs

Die im Folgenden vorgestellte Methodik ermittelt den Verteilungsnetzausbau für Modellnetze. Die Modellnetze beschreiben die Verteilungsnetze einer Region mit ähnlichen Charakteristiken. Die Beschreibung dieser Modellnetze erfolgte in Kapitel 3. Ein Überblick der Methodik ist Abbildung 3 zu entnehmen.

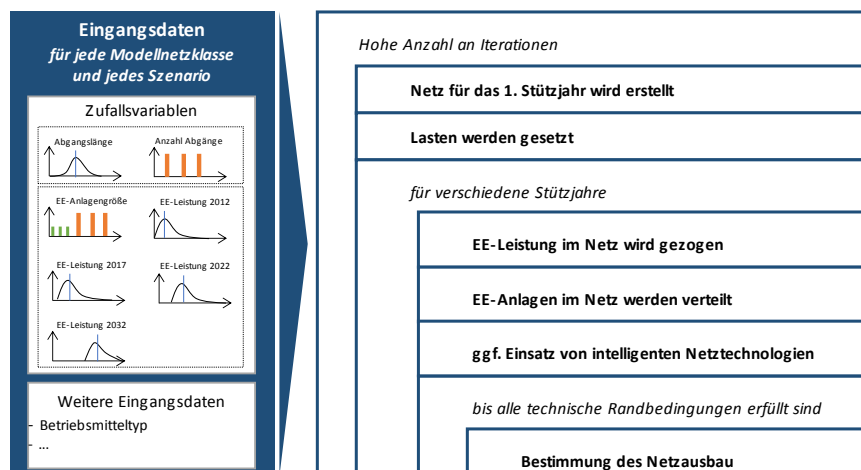


Abbildung 3: Überblick der Methodik

Um die Unsicherheiten bezüglich der Netzcharakteristiken mit in dem Ausbaubedarf zu berücksichtigen, wird das Verfahren zur Bestimmung des Ausbaubedarfs häufig durchgeführt, um möglichst alle Kombinationen Charakteristika berücksichtigen zu können. Somit ist dieses Verfahren in eine Monte-Carlo-Simulation eingebettet. Um ein robustes Ergebnis zu erhalten, ist es somit notwendig dieses Verfahren so häufig zu wiederholen, bis das Ergebnis einer weiteren Iteration keine Änderungen des Gesamtergebnisses hervorruft. Ist die Grundgesamtheit der Netze in der betrachteten Region groß genug, verhält sich der Ausbaubedarf genau dem Erwartungswert des Ausbaubedarfs aller Iterationen und erlaubt somit eine Aussage über den erwarteten Ausbaubedarf. Die häufige Anwendung der Methodik in der Monte-Carlo-Simulation stellte jedoch auch hohe Ansprüche an eine möglichst geringe Rechenzeit für die Bestimmung des Ausbaubedarfs. Diesen Anspruch wird durch die Verwendung von Modellnetzen gerecht. Im Folgenden wird die Methodik zur Bestimmung des Ausbaubedarfs einer einzelnen Iteration beschrieben.

Im ersten Schritt wird zunächst das Modellnetz für die jeweilige Iteration ermittelt. Ist das Modellnetz erstellt wird zunächst die Versorgungsaufgabe sowie die Einspeisungen aus EE-Anlagen in dem Netz für das erste betrachtete Stützjahr erstellt. Da in der Methodik der Einfluss von EE-Anlagen auf den Ausbaubedarf bestimmt werden soll, wird eine Situation bewertet, in der EE-Anlagen mit maximaler Leistung einspeisen und die nur eine minimale Verbraucherleistung angefordert wird. Daraufhin erfolgt eine Prüfung der technischen Randbedingungen mithilfe eines komplexen Lastflusses. Sollte es zu Verletzungen der Randbedingungen kommen, erfolgt der Ausbau des Netzes in zwei Schritten. Zunächst wird die thermische Belastung der Betriebsmittel überprüft. Bei der Überlastung eines Betriebsmittels kommt es zu einem parallelen Zubau weiterer Betriebsmittel, die Anzahl der parallelen zugebauten Betriebsmittel ist abhängig von der Höhe der Überlastung des ursprünglichen Betriebsmittels. Als nächstes werden die Spannungsabweichungen an den einzelnen Netzknoten mittels eines weiteren komplexen Lastflusses überprüft. Sollte es zu nicht erlaubten Spannungsabweichungen an einem Knoten kommen, werden die Abgänge mit zu großen Spannungsabweichungen ausgebaut. Hierzu wird zunächst zwischen der Umspannstation und dem ersten Knoten parallel eine Leitung zugebaut. Anschließend werden die Spannungsabweichungen erneut mittels eines Lastflusses überprüft. Sollten immer noch Spannungsprobleme bestehen, wird zwischen dem ersten und zweiten Knoten eine weitere parallele Leitung hinzugebaut und erneut die Spannungen überprüft. Dies wird

sukzessive wiederholt bis keine Spannungsprobleme mehr im Netz bestehen oder der ganze Abgang vollständig ausgebaut ist. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 4 dargestellt. Sollten dann noch immer Spannungsprobleme bestehen wird erneut mit dem Zubau ab der Umspannstation begonnen. Dies wird für jeden Abgang mit Spannungsproblemen durchgeführt.

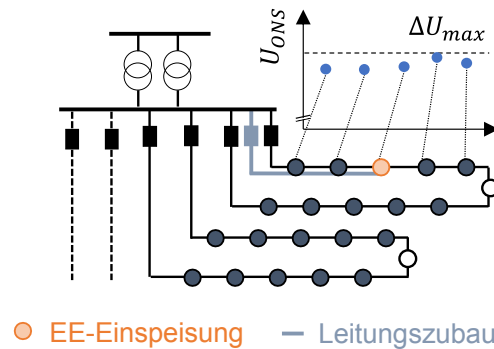


Abbildung 4: Spannungsbedingter Leitungszubau

Treten keine Verletzungen der technischen Randbedingungen auf, wird der Ausbaubedarf des nächsten Stützjahres ermittelt. Hierzu werden entsprechend des Zuwachses der erneuerbaren Energien neue Anlagen in dem Netz angeschlossen. Danach werden die technischen Randbedingungen erneut überprüft und das Netz soweit ausgebaut bis alle technischen Randbedingungen erfüllt werden. Dies wird dann für jedes betrachtete Stützjahr wiederholt.

4.2 Berücksichtigung intelligenter Netztechnologien

Um den Einfluss intelligenter Netztechnologien zu ermitteln, werden in den Modellnetzen diese Konzepte mit integriert. Nach dem die Netztechnologien in den Netzen integriert worden sind, wird der Ausbaubedarf in den Netzen bestimmt. Der Nutzen der Maßnahmen wird durch die Reduktion des Ausbaubedarfs in den Netzen gemessen. Im Folgenden wird der Einsatz der verschiedenen Netztechnologien beschrieben:

- Regelbarer Ortsnetztransformatoren: Beim Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren wird nach einer anfänglichen Spannungsüberprüfung das Übersetzungsverhältnis der Ortsnetztransformatoren so angepasst, dass die niedrigste Knotenspannung in dem Netz auf die untere Spannungsgrenze gesenkt wird.
- Blindleistungsmanagement von Erzeugungsanlagen: Hierfür wird zusätzlich zur Wirkleistungseinspeisungen auch Blindleistung eingespeist. Da der Ausbaubedarf für Situationen maximaler Einspeisung bestimmt wird, wird auch die maximal mögliche Blindleistung zur Spannungssenkung genutzt.
- Wirkleistungsmanagement von Erzeugungsanlagen: Da dezentrale Erzeugungsanlagen sehr dargebotsabhängig sind und nur selten ihre maximale Leistung einspeisen, kann es sich lohnen dies in den Stunden maximaler Einspeisung zu drosseln. Somit wird zur Bewertung des Wirkleistungsmanagement die Leistung der Anlagen um einen vorgegeben Faktor reduziert.

5 Exemplarische Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen den Nutzen intelligenter Netztechnologien in der Ausbauplanung von Verteilernetzen. Der Nutzen wird anhand des Leitungsausbaus quantifiziert. Eine Netztechnologie stellt sich als wirksam heraus, wenn diese den Ausbaubedarf reduziert. Die exemplarischen Untersuchungen zeigen die Ergebnisse für Mittel- und Niederspannungsnetze welche in ländlichen Netzregionen vorkommen können. Diese Netze zeichnen sich durch eine hohe Einspeisung aus EE-Anlagen und geringer Last aus. Die Details sind der Tabelle 1 zu entnehmen.

Parameter	Mittelspannungsnetz	Niederspannungsnetz
Mittlere Abgangslänge	ca.15 km	ca. 500 m
Stationen je Abgang	15	16
Mittlere Last	57 kW/Station	2,7 kW/Station

Tabelle 1: Modellnetzdaten

In Tabelle 2 ist die mittlere installierte EE-Leistung je Stützjahr je Station für die Mittel- (MS) und Niederspannungsnetze (NS) angegeben.

	2012	2017	2022	2032
NS	0,705 kW/Station	1,4 kW/Station	1,709 kW/Station	2,185 kW/Station
MS	127,1 kW/Station	308,4 kW/Station	409,6 kW/Station	576,1 kW/Station

Tabelle 2: mittlere installierte EE-Leistung je Station

Auf Basis dieser Daten wird nun mit der vorgestellten Methodik der Ausbaubedarf in den Mittel- und Niederspannungsnetzen bestimmt. Die Ergebnisse dieser Berechnung ist Abbildung 5 zu entnehmen.

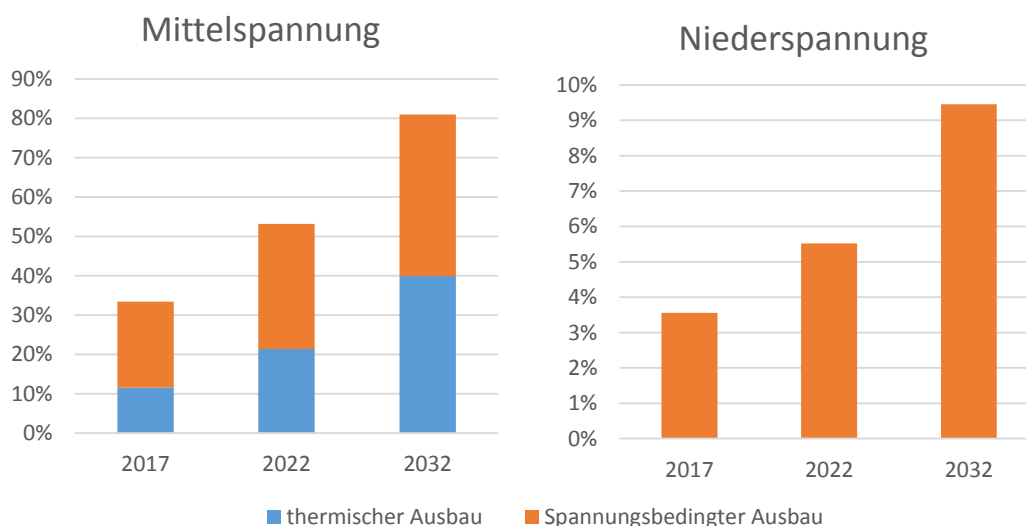


Abbildung 5: Leitungsausbau für jedes Stützjahr bezogen auf das IST-Netz

Es ist zu erkennen, dass in den Mittelspannungsnetzen der thermische Ausbaubedarf deutlich geringer ist als der spannungsbedingte Ausbaubedarf. In den Niederspannungs-

netzen hingegen ist nur ein spannungsbedingter Ausbaubedarf zu erkennen. Weiterhin wird in den Mittelspannungsnetzen bis 2032 in dieser Region das Netz um 80% ausgebaut, während dies in dem Niederspannungsnetz nur um ca. 10% geschieht.

Im nächsten Schritt wurden Untersuchungen durchgeführt, welche den Effekt von intelligenten Netztechnologien auf den Ausbaubedarf in Mittel und Niederspannungsnetzen zeigen. Die Ergebnisse für das Stützjahr 2032 sind hierzu Abbildung 6 zu entnehmen. Bei den betrachteten Netztechnologien handelt es sich um regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) in Niederspannungsnetzen und Blind- und Wirkleistungsmanagement (Q- und P-Management) in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Als Referenz gilt der Ausbaubedarf ohne intelligente Netztechnologien im Jahr 2032 in der jeweiligen Spannungsebene. In der Referenz wird bereits von einer Blindleistungssteuerung nach den aktuellen Regularien [10, 9] ausgegangen. Bei den Ergebnissen mit Blindleistungsmanagement werden die Erzeugungsanlagen mit einem maximalen Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,85$ betrieben. Bei den Ergebnissen mit Wirkleistungsmanagement werden die Erzeugungsanlagen so betrieben, dass diese maximal 70% ihrer installierten Leistung einspeisen.

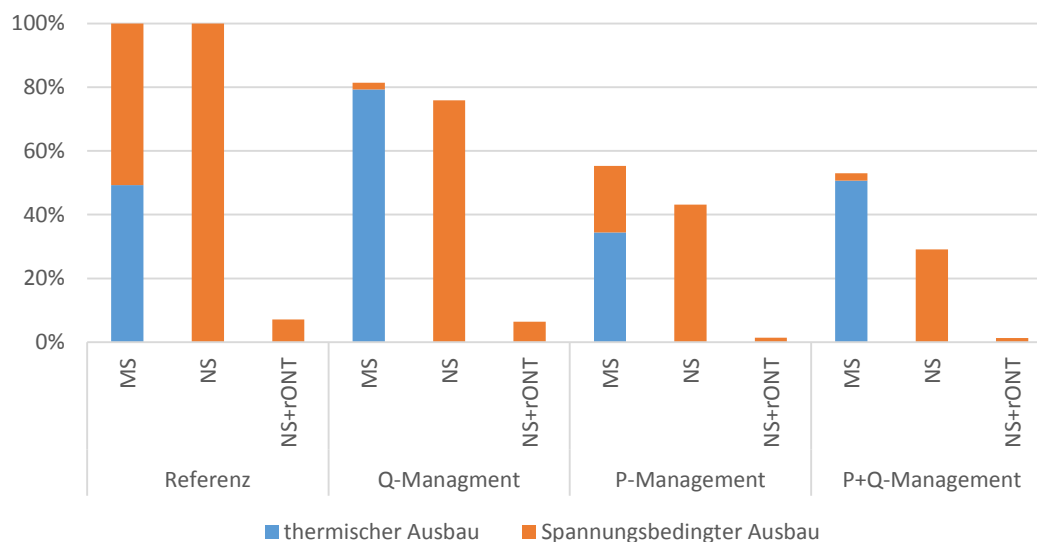


Abbildung 6: Leistungsausbaubedarf bis 2032 unter Berücksichtigung von intelligenten Netztechnologien

Die Ergebnisse zeigen, dass alle intelligenten Netztechnologien den Ausbaubedarf reduzieren können. In den Mittelspannungsnetzen ist zu erkennen, dass das Blindleistungsmanagement den thermischen Ausbaubedarf deutlich erhöht, dagegen wird jedoch der spannungsbedingte Ausbaubedarf deutlich stärker reduziert, so dass es zu einer Gesamtreduktion von ca. 20% kommt. Mit dem Wirkleistungsmanagement kann der Ausbaubedarf sogar um ca. 45% reduziert werden. Die Kombination beider Netztechnologien führt jedoch nicht zu weiterer nennenswerter Reduktion des Ausbaubedarfs.

Die Ergebnisse des Niederspannungsnetzes zeigen ebenfalls, dass die intelligenten Netztechnologien den Ausbaubedarf stark reduzieren. Durch das Blindleistungsmanagement kann der Ausbaubedarf sogar um über 20% reduziert werden, das Wirkleistungsmanagement reduziert den Ausbaubedarf um ca. 55% und die Kombination beider Netztechnologien führt zu einer Reduktion um ca. 70%. Der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren kann den Ausbaubedarf bis auf unter 10% reduzieren. Wird dann

noch Blind- und Wirkleistungsmanagement durchgeführt, ist noch eine weitere Reduktion bis auf 5% möglich.

6 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde eine Methodik vorgestellt mit jener der Nutzen von intelligenten Netztechnologien aufgezeigt werden kann. Dies auf Basis von Modellnetzen gezeigt. Die Ergebnisse zeigen, dass alle Netztechnologien zu einer Reduktion des Ausbaubedarfs in Mittel- und Niederspannungsnetzen führen. Als besonders wirksam in den Niederspannungsnetzen stellt sich der regelbare Ortsnetztransformator heraus. Jedoch auch mit Wirk- und Blindleistungsmanagement der dezentralen Erzeugungsanlagen sind deutliche Effekte festzustellen.

7 Literatur

- [1] Bundesministerium der Justiz, „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG),“ Berlin, 2012.
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Ausbau - und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und,“ Berlin, 2012.
- [3] B. Gwisdorf, T. Borchard, T. Hammerschmidt und C. Rehtanz, „Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units,“ 2010.
- [4] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, 8. Auflage Hrsg., Hamburg: Vieweg + Teubner Verlag, 2010.
- [5] Deutsche Institut für Normung, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; EN 50160:2011-02,“ 2011.
- [6] Bundesministerium der Justiz, „Gestez über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG),“ Berlin, 2012.
- [7] A. Moser, Elektrizitätsversorgungssysteme - Skriptum zur Vorlesung, Aachen: Klinkenberg Verlag, 2010.
- [8] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn; Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2012,“ Bonn, 2012.
- [9] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Berlin, Juni 2008.
- [10] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105:2011-08), Berlin: VDE Verlag GmbH, 2011.
- [11] B. Gwisdorf, T. Hammerschmidt und C. Rehtanz, „Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen,“ in Internationaler ETG-Kongress, Würzburg, 2011.