

Kombinierte Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung von Blindleistungsmanagement

Lukas Verheggen, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen,
Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, +49 241 80 96713, lv@iaew.rwth-aachen.de,
www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Die steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen stellt die Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen vor Herausforderungen. Insbesondere in ländlichen Netzen treten zunehmend Engpässe aufgrund der hohen Einspeisung auf. Dies führt dazu, dass Mittel- und Niederspannungsnetz in den kommenden Jahren umstrukturiert werden müssen. Durch die Entwicklungen in der Sekundärtechnik stehen dem Netzbetreiber neben den klassischen Freiheitsgraden wie bspw. der Leitungsverlegung noch weitere betriebliche Freiheitsgrade zur Verfügung. Die fehlende Spannungsregelung in den Ortsnetzstationen macht eine kombinierte Betrachtung der Mittel- und Niederspannungsnetze erforderlich. Im Rahmen dieses Beitrags wird eine Methodik zur kombinierten Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen vorgestellt. Mit Hilfe dieser Methodik wird der Einfluss des Blindleistungsmanagements auf die Netzplanung aufgezeigt.

Keywords: Netzplanung, Grundsatzplanung, Mittelspannung, Niederspannung, Blindleistungsmanagement

1 Einleitung

Zur Verringerung der weltweiten CO₂-Emissionen steigt der Anteil der Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Anlagen). In Deutschland ist der Anteil der Bruttostromerzeugung aus EE-Anlagen auf 25,8 % in 2014 gestiegen [1] und soll noch bis auf 80 % im Jahr 2050 ansteigen [2]. Insbesondere die Solar- und Windenergie sollen einen großen Anteil an der zukünftigen Stromerzeugung haben. Die Windenergie- und PV-Anlagen weisen jedoch nur kleine installierte Anlagenleistungen von einigen wenigen Kilowatt bis hin zu einigen Megawatt auf. Aufgrund dessen werden diese Erzeugungsanlagen zum größten Teil in den Mittel- und Niederspannungsnetzen angeschlossen [3]. In der Vergangenheit hatten Mittel- und Niederspannungsnetze die Aufgabe die elektrische Energie kommend von den großen thermischen und hydraulischen Kraftwerken, welche in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen angeschlossen sind, auf die Endkunden zu verteilen [4]. Für die Einspeisung elektrischer Energie wurden die Mittel- und Niederspannungsnetze nicht ausgelegt und führt so zu großen Herausforderungen, die zu einem massiven Ausbau dieser Netze. In verschiedenen Studien wurde für die Mittel- und Niederspannungsnetze in Deutschland ein Ausbaubedarf in der Höhe von 11 Mrd. € bis hin zu 25 Mrd. € bis zum Jahr 2032 prognostiziert [5,6].

Der Ausbaubedarf in den Mittel- und Niederspannungsnetzen wird hauptsächlich durch Verletzungen des Spannungsbands getrieben [7]. Historisch bedingt wird die Spannung

zwischen den Mittel- und Niederspannungsnetzen in den Ortsnetzstationen nicht spannungsgeregt [4]. Somit erlaubt eine gemeinsame Planung der Mittel- und Niederspannungsnetze eine bessere Ausnutzung des erlaubten Spannungsbands. Um die Spannungsbandverletzungen zu reduzieren, sind dezentrale Anlagen dazu verpflichtet, Blindleistung zur Spannungssteuerung bereitzustellen [8,9].

Diese Herausforderung führt dazu, dass sich die Netzplanung der Mittel- und Niederspannungsnetze in den vergangenen Jahren verändert hat. Dieser Beitrag soll eine Methode zur kombinierten Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen aufzeigen, welche dieser Herausforderung begegnet. Weiterhin soll in diesem Beitrag gezeigt werden inwiefern eine Spannungsregelung in Form eines Blindleistungsmanagements dezentraler Erzeugungsanlagen dazu beitragen kann, dass der notwendige Ausbaubedarf reduziert werden kann.

2 Analyse

2.1 Zeitlicher und technischer Betrachtungsbereich

Um grundsätzliche Einflüsse bei der Planung von Netzen zu identifizieren, hat sich die Grundsatzplanung als geeignet erwiesen [10]. Somit wird in diesem Beitrag ein Verfahren zur Grundsatzplanung genutzt, um den Einfluss eines Blindleistungsmanagements auf die Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen aufzuzeigen. Um Ineffizienzen der bestehenden Netzstrukturen auszuschließen, wird ein „Grüne-Wiese-Ansatz“ verwendet, welcher das bestehende Netz vernachlässigt. Dies determiniert den Zeitbereich der Grundsatzplanung. So liegt der Zeithorizont der Netzplanung nach Ablauf der Nutzungsdauer aller Betriebsmittel. Damit kann sichergestellt werden, dass alle Betriebsmittel bis zum Erreichen des Zeithorizonts ersetzt werden. Durch die lange Nutzungsdauer der Betriebsmittel [11] wird die Grundsatzplanung für einen Zeitbereich von 30 bis 40 Jahren in der Zukunft durchgeführt.

Der technische Betrachtungsbereich im Rahmen dieses Beitrags sind die Mittel- und Niederspannungsnetze. Der überwiegende Anteil der dezentralen Erzeugung in Deutschland ist in diesen beiden Netzebenen angeschlossen [3]. Somit sind diese Netzebenen unmittelbar durch die steigende Zahl dezentraler Erzeugungsanlagen betroffen. Die Mittelspannungsnetze werden über die Umspannwerke durch die Hochspannungsnetze versorgt. Durch die Spannungsregelung der Umspannwerkstransformatoren wird die Spannung der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk auf einem stabilen Niveau gehalten [12]. Dies erlaubt eine getrennte Betrachtung der Mittel- und Niederspannungsnetze von den überlagerten Netzebenen. Da die einzelnen Mittelspannungsnetze galvanisch getrennt voneinander betrieben werden, ist eine getrennte Planung der einzelnen Mittelspannungsnetze möglich.

2.2 Technische Randbedingungen

Die technischen Randbedingungen beschreiben die notwendigen Anforderungen an die Spannungshaltung, die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel, den Kurzschlussströmen, die Zuverlässigkeit der Versorgung der Netzkunden und der Abnahme der elektrischen

Energie der Erzeugungsanlagen. Diese stellen somit auch die Randbedingungen an die Grundsatzplanung dar.

2.2.1 Spannungshaltung

Die Spannungshaltung wird in Normen und Richtlinien definiert. So muss nach der EN 50160 gewährleistet sein, dass der 10-Minuten Mittelwert der Spannung bei Endkunden um maximal $\pm 10\%$ von der Nennspannung abweicht [13].

$$U_{min} \leq U \leq U_{max} \quad (2.1)$$

2.2.2 Thermische Belastbarkeit

Der thermische Grenzstrom I_{therm} ist durch die Betriebsmitteleigenschaften definiert und stellt den maximalen Strom dar, der durch ein Betriebsmittel fließen kann, ohne dass dieses aufgrund von Überhitzungen dauerhaft beschädigt wird [4].

$$I \leq I_{therm} \quad (2.2)$$

2.2.3 Kurzschlussstrom

Die Grenzen des Kurzschlussstroms sind zum einen 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 S''_k mindestens so groß sein, dass das Schutzkonzept den Fehler sicher erkennt und den Strom sicher abschalten kann [4].

$$S''_{k,min} < S''_k < S''_{k,max} \quad (2.3)$$

2.2.4 Zuverlässigkeit

Die Betreiber elektrischer Netze sind verpflichtet alle Netzkunden diskriminierungsfrei mit elektrischer Energie zu versorgen und hierbei einen Mindeststandard nicht zu unterschreiten [14]. Die Versorgungszuverlässigkeit beschreibt inwiefern der Netzbetreiber auch im Fehlerfall die Versorgung der Netzkunden sicherstellen kann, bzw. inwiefern der Netzkunde durch einen Fehler beeinträchtigt wird. Allgemein gilt, je kleiner ein Ausfall ist, desto länger wird dieser akzeptiert [15]. 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 in der Regel auf diese Anforderung verzichtet [4].

Der Anschluss von EE-Anlagen wird in Deutschland durch [2] geregelt. So ist der Netzbetreiber verpflichtet, elektrische Energie aus EE-Anlagen abzunehmen und ggf. sein Netz so zu verstärken, dass die Abnahme der elektrischen Energie gewährleistet ist. Im Gegensatz zur Versorgung von Netzkunden ist dem Netzbetreiber jedoch im Fehlerfall erlaubt die Einspeiseleistung dezentraler Erzeugungsanlagen zu reduzieren, um einen sicheren Netzbetrieb aufrecht zu erhalten [2].

Für die Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen ergibt sich daraus, dass nach einem beliebigen Fehler in den Mittelspannungsnetzen sichergestellt werden muss, dass im Wiederversorgungsfall die technischen Randbedingungen eingehalten werden können. Dieses wird anhand verschiedener Trennstellen in den Mittelspannungsnetzen geprüft. So erfolgt die Überprüfung der Spannungshaltung und der thermischen Belastbarkeit für die in Abbildung 1 dargestellten Schaltzustände.

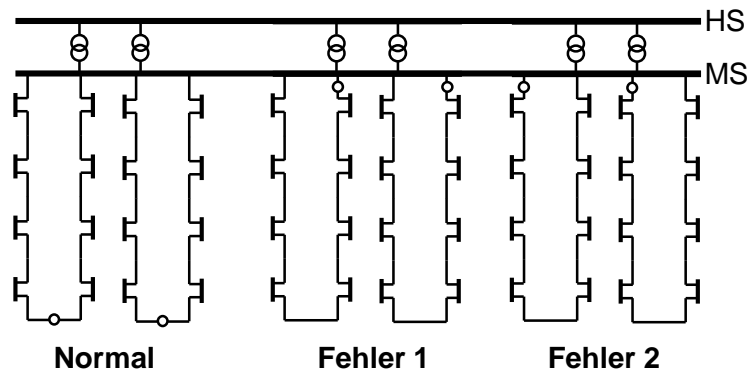


Abbildung 1: Trennstellen im Ringnetz

2.3 Freiheitsgrade in der Netzplanung

Die Freiheitsgrade der Grundsatzplanung stellt die Verwendung der primärtechnischen Betriebsmittel des Netzes dar. Dies sind im Wesentlichen die Leitungen in der Mittel- und Niederspannungsebene sowie die Ortsnetzstationen, welche das überlagerte Mittelspannungsnetz mit den unterlagerten Niederspannungsnetzen koppelt. Weitere Freiheitsgrade stellen die Netzstruktur sowie die Nennspannung dar. Im Folgenden werden die einzelnen Freiheitsgrade vorgestellt.

2.3.1 Nennspannung

Die Nennspannung der Niederspannungsnetze der öffentlichen Versorgung beträgt in Europa 400 V. Einzelne Industrienetze werden auch mit 690 V betrieben [4]. Da in den Niederspannungsnetzen die meisten Kunden direkt angeschlossen werden, stellt die Nennspannung in den Niederspannungsnetzen keinen Freiheitsgrad der Netzplanung dar.

Die meisten Mittelspannungsnetze werden mit einer Nennspannung von 10 kV oder 20 kV betrieben [4]. Teilweise existieren auch Mittelspannungsnetze mit anderen Nennspannungen. Im Rahmen dieses Beitrags wird von einer Optimierung der Nennspannung abgesehen, jedoch kann die Nennspannung des Mittelspannungsnetzes im Planungsprozess vorgegeben werden.

2.3.2 Netzstruktur

Die Netzstruktur der Mittel- und Niederspannungsnetze hat einen wesentlichen Einfluss auf die Zuverlässigkeit, aber auch die Kosten der Netze. Eine höhere Redundanz der Netzbetriebsmittel hat in der Regel eine Verbesserung der Zuverlässigkeit zur Folge. Auf der anderen Seite steigen hierdurch auch die Kosten für das Netz. Durch die in [15] beschriebenen Anforderungen an die Mittel- und Niederspannungsnetze, wird sich im Rahmen dieses Beitrages auf die Betrachtung von offen betriebenen Ring- und Strangnetze in den

Mittelspannungsnetzen und Strahlennetze in den Niederspannungsnetzen beschränkt. Diese weisen das Mindestmaß der Zuverlässigkeit auf und stellen auf der anderen Seite die kostengünstigste Variante dar [4].

2.3.3 Leitungsverlegung

Theoretisch ist eine Verbindung zwischen allen Netzkunden und den Ortsnetzstationen und Umspannwerken möglich. Dies ist jedoch wirtschaftlich und technisch nicht sinnvoll. Somit wird im Rahmen dieses Beitrags die Anzahl der möglichen Verbindungen auf die Verbindungen benachbarter Standorten¹ reduziert.

Durch den hohen Kabelanteil in den deutschen Mittel- (75,5 %) und Niederspannungsnetzen (88,5%) [16] werden in der langfristigen Planung der Mittel- und Niederspannungsnetzen, Kabelnetze geplant. Die Verlegung der Kabel öffentlicher Versorgungsnetze richtet sich an Straßenverläufen [17,18], so dass dies die Freiheitsgrade der Leitungsverlegung weiter einschränkt.

2.3.4 Standort der Ortsnetzstationen

Im Gegensatz zu den Umspannwerken, stellt der Standort der Ortsnetzstationen einen Freiheitsgrad im Rahmen dieses Beitrags dar. Der Standort der Ortsnetzstationen hat einen wesentlichen Einfluss auf das Mittelspannungsnetz sowie auf die unterlagerten Niederspannungsnetze. Im Rahmen des Beitrags wird untersucht, welchen Einfluss die Lage der Ortsnetzstationen auf die Netzplanung hat.

2.4 Blindleistungsmanagement

Das Blindleistungsmanagement stellt eine indirekte Maßnahme zur Spannungsbeeinflussung dar. Da durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen insbesondere die Spannungshaltung in den Mittel- und Niederspannungsnetzen ein Problem darstellt [6], soll in diesem Beitrag der Einfluss eines Blindleistungsmanagements auf die Grundsatzplanung untersucht werden. Dezentrale Erzeugungsanlagen sind in der Lage Blindleistung bereitzustellen [19]. Durch die technischen Anschlussbedingungen von Erzeugungsanlagen der Mittel- und Niederspannungsnetze sind Erzeugungsanlagen verpflichtet Blindleistung bereitzustellen [8,9]. Die Netzbetreiber sehen hier in der Regel Kennlinien für die Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit der Knotenspannung bzw. der Einspeiseleistung vor.

¹ Ein Standort können Netzkunden, Umspannwerke, Ortsnetzstationen sowie Kreuzungen sein.

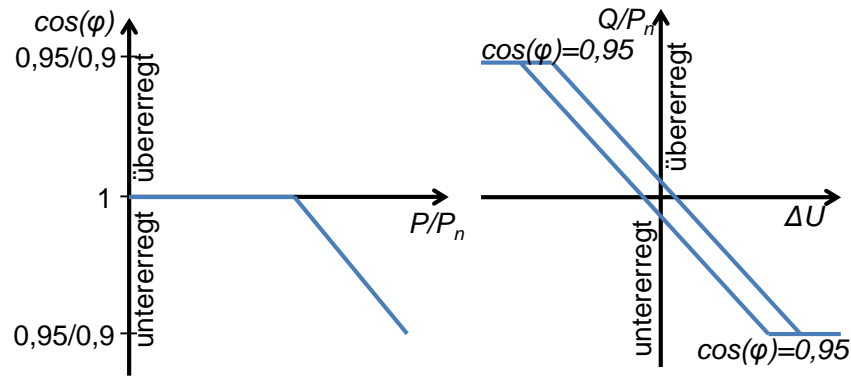


Abbildung 2: Blindleistungskennlinien für Dezentrale Erzeugungsanlagen [8,9]

2.5 Wirtschaftliche Bewertung

Das Ziel der Grundsatzplanung ist es, kostenminimale Netzstrukturen zu planen. Hierzu sind bei der Planung der Mittel- und Niederspannungsnetze die Investitions- und Betriebskosten relevant. Weiterhin sind die Kosten, die durch die Netzverluste entstehen mit zu berücksichtigen. Da bei der Blindleistungsbereitstellung dezentrale Konzepte untersucht werden, ist eine kommunikationstechnische Anbindung der Anlagen nicht notwendig, so dass zur Steuerung der Anlagen keine weiteren Kosten anfallen. Für die Berücksichtigung der Investitions- und Betriebskosten wird die Annuitätsmethode verwendet.

3 Methodik

Die entwickelte Methodik stellt einen zweistufigen Ansatz dar. Zunächst erfolgt in einem ersten Schritt der Entwurf der Niederspannungsnetzstruktur und in einem zweiten Schritt die Planung des überlagerten Mittelspannungsnetzes.

3.1 Niederspannungsnetzplanung

Die Niederspannungsnetzplanung erfolgt ebenfalls in einem zweistufigen Ansatz. Zunächst wird der betrachtete Untersuchungsbereich in Niederspannungsnetzzuschnitte aufgeteilt. Im Anschluss erfolgt für jeden Netzzuschnitt die Planung der Netzstruktur, so dass die Methodik einzelne Niederspannungsnetze entwirft.

Mittels des Average-Linkage-Algorithmus [20] werden im ersten Schritt die einzelnen Niederspannungsnetzkunden zu Netzzuschnitten zusammengefasst. Hierbei wird sichergestellt, dass die Netzzuschnitte zusammenhängend sind. Dazu fließen Informationen aus Straßenkarten in das Verfahren mit ein. Der Algorithmus gibt verschiedene Netzzuschnitte aus. Ein Netzzuschnitt wird solange geteilt bis ein gültiges Netz für den Netzzuschnitt entworfen werden kann. Die Mindestanzahl der Netzzuschnitte kann dem Verfahren vorgegeben werden.

Nachdem ein Netzzuschnitt gewählt worden ist, erfolgt zunächst die Standortwahl für die Ortsnetzstation. Hier gibt es zwei Möglichkeiten:

1. Aus Sicht des Niederspannungsnetzes („ONS mittig“):

Hier wird die Leistungsdistanz $d_{p,i}$ zwischen der Ortsnetzstation i und den Netzkunden j minimiert.

$$\min(d_{p,i}) = \min(d_{i,j} \cdot (|P_{maxLast,j}| + |P_{inst.Einspeisung,j}|)) \quad (3.1)$$

Dadurch wird erreicht, dass die Ortsnetzstation möglichst nah an Netzkunden mit großen Verbrauchern und Einspeisungen liegt. Somit sind die Verluste im Netz geringer. Auch die Spannungshaltung in den Netzen kann dadurch verbessert werden.

2. *Aus Sicht des Mittelspannungsnetzes („ONS nahe UW“):*

In dem Fall wird der Standort der Ortsnetzstationen so gewählt, dass diese nah an den jeweiligen Umspannwerken liegen. Hier fließen die Informationen aus den Straßenkarten ein.

Nach dem der Standort der Ortsnetzstation festgelegt worden ist, kann die Niederspannungsnetzstruktur entworfen werden. Da in den Niederspannungsnetzen Strahlennetze geplant werden (vgl. Abschnitt 2.3.2), werden die einzelnen Netzkunden auf dem kürzesten Weg mit den Ortsnetzstationen verbunden. Mittels eines Floyd-Warshall-Algorithmus [21,22] werden die kürzesten Wege bestimmt, welche den Leitungsverlauf darstellen. Anschließend erfolgt mit der Betriebssimulation (vgl. Abschnitt 3.3) die Dimensionierung der Kabel und Transformatoren.

3.2 Mittelspannungsnetzplanung

Nach dem Entwurf der unterlagerten Niederspannungsnetze, wird das überlagerte Mittelspannungsnetz geplant. Da der Standort der Ortsnetzstationen im vorgelagerten Schritt bereits festgelegt worden ist und der Standort der Umspannwerke keinen Freiheitsgrad darstellt, besteht das Problem in der Verlegung und Dimensionierung der Mittelspannungskabel. Das vorliegende Problem kann mit der in [10] vorgestellten Methodik gelöst werden. Hier wird ein Ameisenalgorithmus zur Planung von Ring- und Strangnetzen in der Mittelspannungsebene vorgestellt. Zur Berücksichtigung der Straßenverläufe wurde die Methodik erweitert, indem die Entfernungen zwischen den Ortsnetzstationen aus den Straßendaten verwendet werden kann. Hierzu werden die Informationen aus dem Niederspannungsnetzentwurf verwendet. Weiterhin erlauben die Straßendaten die Berücksichtigung der gemeinsamen Verlegung der Mittel- und Niederspannungskabel in einem Graben.

3.3 Technische Bewertung der Netzentwürfe

Die Überprüfung der technischen Randbedingungen hinsichtlich der Spannungshaltung und der thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel erfolgt mit Hilfe einer Betriebssimulation. Bei der Betriebssimulation werden mittels Lastflussrechnung die Knotenspannungen und die Ströme berechnet. Da es sich bei den Netzentwürfen um radiale Netzstrukturen handelt, werden die Lastflüsse mittels des Forward-Backward-Algorithmus [23] gelöst. Um den Einfluss dezentraler Anlagen mit zu berücksichtigen, wird eine Jahresrechnung basierend auf 8760 Zeitschritten im Stundenraster durchgeführt. So kann sichergestellt werden, dass zum einen die Netzverluste genau genug bestimmt werden und zum anderen die auslegungsrelevanten Last-/Einspeise-Situationen mit berücksichtigt werden.

Das Blindleistungsmanagement wird in die Lastflussrechnung integriert. So kann die Blindleistungsbereitstellung mittels der Kennlinie in Abhängigkeit der Einspeiseleistung ermittelt werden.

$$Q_{Einspeisung} = P_{Einspeisung} \cdot \tan(\varphi(P_{Einspeisung})) \quad (3.2)$$

Abschließend erfolgt die Bewertung des Kurzschlussstroms des Netzentwurfs. Dies wird mittels des vereinfachten Verfahrens nach EN 60909 geprüft [24].

4 Ergebnisse

Das Verfahren wird im Folgenden an einer synthetisch erstellten, realitätsnahen Versorgungsaufgabe angewandt. Es handelt sich hierbei um eine Versorgungsaufgabe mit über 4.200 Haushalten und weiteren 7 Gewerbekunden. Die zeitgleiche Jahreshöchstlast beträgt ca. 11 MW. Weiterhin sind in dem Netzgebiet ca. 690 dezentrale Erzeugungsanlagen (bestehend aus Windenergie- und PV-Anlagen) mit einer installierten Leistung von insgesamt ca. 18 MW errichtet. Das Blindleistungsmanagement der Erzeugungsanlagen erfolgt anhand einer Kennlinie in Abhängigkeit der Einspeiseleistung nach [8,9]. Das Versorgungsgebiet hat zwei Umspannwerke.

Hieran werden im Folgenden der Einfluss der Standorte der Ortsnetzstationen innerhalb eines Niederspannungsnetzes und der Anzahl der Ortsnetzstationen untersucht.

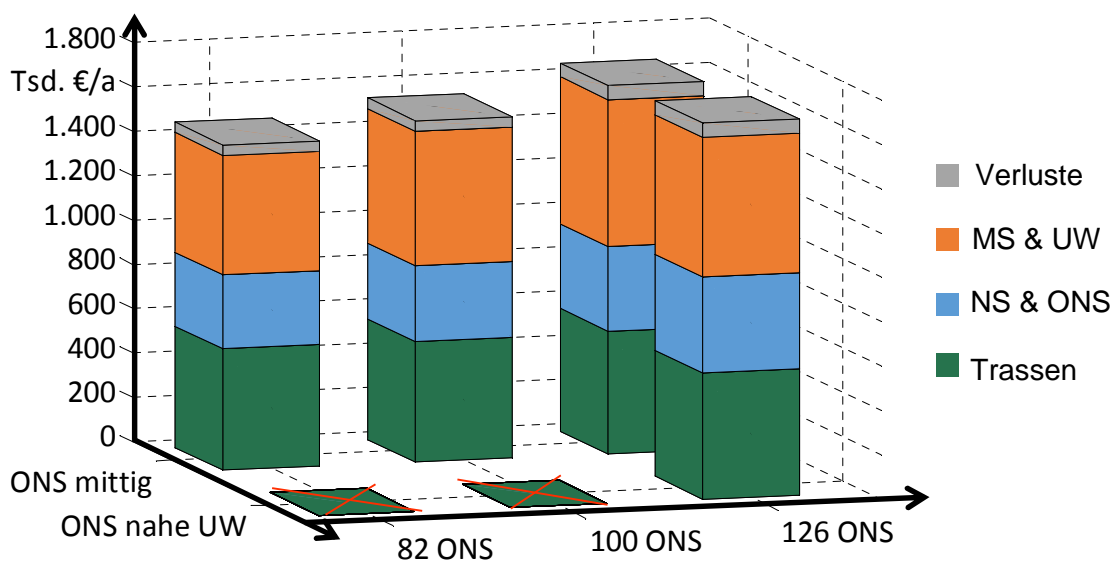


Abbildung 3: Vergleich der verschiedenen Varianten zur Platzierung der Ortsnetzstationen

Abbildung 3 zeigt exemplarisch sechs Ergebnisse der Mittel- und Niederspannungsnetzplanung. Die Ortsnetzstationen werden einmal so platziert, dass die Leistungsdistanz in den Niederspannungsnetzen minimal ist („ONS mittig“) und einmal so, dass die Ortsnetzstationen den Standort innerhalb des jeweiligen Niederspannungsnetzes haben, der die kürzeste Entfernung zum einem der beiden Umspannwerke hat („ONS nahe UW“) (vgl. Abschnitt 3.1).

Zu sehen ist, dass in der Variante „ONS mittig“ das Verfahren 82 Ortsnetzstationen errichtet, um ein gültiges Ergebnis zu generieren, während die Variante „ONS nahe UW“ schon 126 Ortsnetzstationen benötigt. Für 82 und 100 Ortsnetzstationen konnte bei dieser Platzierung der Ortsnetzstationen kein gültiges Ergebnis gefunden werden. Weiterhin ist zu sehen, dass die annuitätischen Netzkosten mit der Anzahl der Ortsnetzstationen ansteigen. Bei einem direkten Vergleich für 126 Ortsnetzstationen zwischen den beiden Varianten, stellt sich die Variante „ONS mittig“ als die günstigere heraus. Der Netzentwurf mit den geringsten Netzkosten ist in diesem Fall der mit 82 Ortsnetzstationen und der „mittigen“ Platzierung der Ortsnetzstationen. Dieser ist in Abbildung 4 gezeigt.

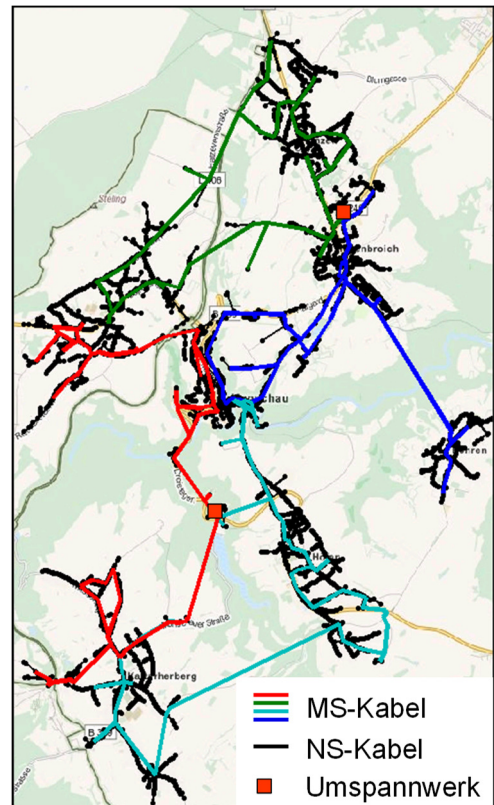


Abbildung 4: Netzentwurf für 82 Ortsnetzstationen, Variante: „ONS mittig“ [25]

Im Folgenden wird der Einfluss der Art der Blindleistungsbereitstellung auf das Ergebnis gezeigt. Der Kennlinie wird das Ergebnis gegenübergestellt in dem die dezentralen Erzeugungsanlagen keine Blindleistung bereitstellen („ $Q=0$ “) und dem diese einen festen Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ haben, der dem maximalen Leistungsfaktor der Kennlinie entspricht („ $\cos(\varphi)$ konst“).

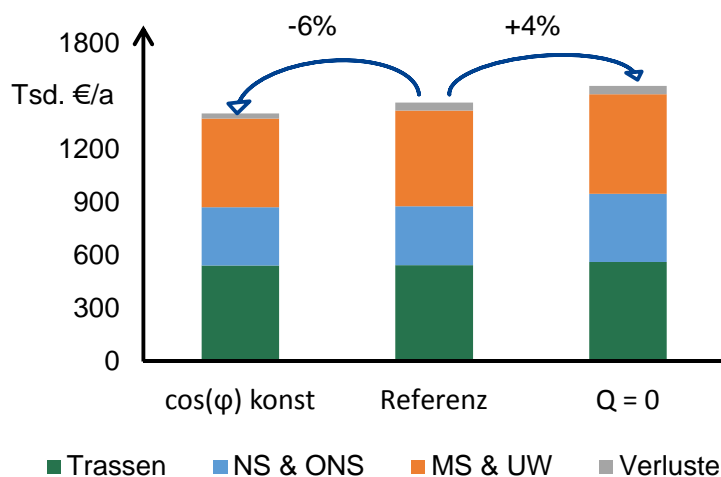


Abbildung 5: Einfluss des Blindleistungsmanagements auf die Netzplanung

In Abbildung 5 ist das Ergebnis der Untersuchung gezeigt. Zu sehen ist, dass durch die Blindleistungskennlinie („Referenz“) die Netzkosten um 4 % gesenkt werden können. Werden jedoch die Grenzen für die Blindleistungsbereitstellung voll und zu jeder Zeit ausgeschöpft, können weitere 6 % eingespart werden.

5 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde eine Methodik zur gemeinsamen Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen vorgestellt. Mit Hilfe dieser Methodik wurde zunächst der Einfluss der Ortsnetzstationen auf die Mittel- und Niederspannungsnetze analysiert und anschließend der Einfluss verschiedener Varianten zur Blindleistungsbereitstellung untersucht.

Die Ortsnetzstationen versorgen jeweils ein unterlagertes Niederspannungsnetz. Somit existieren zwei Variationsmöglichkeiten für die Ortsnetzstationen. Die Anzahl der Ortsnetzstationen und damit der unterlagerten Niederspannungsnetze sowie die Positionierung der Ortsnetzstationen innerhalb der Niederspannungsnetze. Die Ergebnisse zeigen, dass bei dem verwendeten Netz die kostenminimale Variante die ist mit der geringsten Anzahl an Ortsnetzstationen und der „mittigen“ Platzierung der Ortsnetzstationen.

Für diese Variante wurde der Einfluss der Blindleistungsbereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen untersucht. Hier zeigt sich, dass die Blindleistungsbereitstellung dieser Anlagen eine Reduzierung des Netzausbaus zur Folge hat. Durch die Blindleistungsbereitstellung konnten die Netzkosten in der Netzplanung um bis zu 10 % gesenkt werden. Für das untersuchte Netzgebiet hat sich herausgestellt, dass eine gesteuerte Blindleistungsbereitstellung mittels einer einspeiseabhängigen Kennlinie weniger Netzkosten senken kann als eine Blindleistungsbereitstellung mit einem konstanten Leistungsfaktor ($\cos(\varphi)$).

6 Literatur

- [1] Statistisches Bundesamt; *Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2012 bis 2014*, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html>, Stand: 28.11.2015
- [2] Deutsche Bundesregierung; *Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)*, Bundesgesetzblatt, 2014
- [3] Energymap.info; *EEG-Anlagenregister*, 2015, <http://www.energymap.info/download.html>
- [4] Heuck, Dettmann, Schulz; *Elektrische Energieversorgung*, Springer Verlag, 2013
- [5] Deutsche Energie Agentur; *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze bis 2030 (dena Verteilnetzstudie)*, Berlin, 2015
- [6] E-Bridge Consulting GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Offis e.V.; *Moderne Verteilernetze für Deutschland (BMW Verteilernetzstudie)*, Berlin, 2014
- [7] Verheggen, Dierkes, Schuster, Moser; *Bewertung des Verteilnetzausbaus unter Berücksichtigung intelligenter Netztechnologien*, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, 2014
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Technische Richtlinie*, 2012

- [9] Deutsches Institut für Normung e.V.; *DIN VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, 2011
- [10] Rotering; *Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbare Lasten*, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 148, Aachen, 2013
- [11] Deutsche Bundesregierung; *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)*, Bundesgesetzblatt, 2005
- [12] Deutsches Institut für Normung e.V.; *DIN 42515: Leistungs-Transformatoren mit Stufenschalter (LT/S) bis 40 MVA und Reihe 110 N*, 1966
- [13] Deutsches Institut für Normung e.V.; *DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2011
- [14] Deutsche Bundesregierung; *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)*, Bundesgesetzblatt, 2005
- [15] Zollenkopf; *Diskussionsbeitrag zur CIGRE-Tagung 1968, Gruppe 32*, CIGRE Bericht 32-00, 1968
- [16] Forum für Netztechnik/Netzbetrieb im VDE; *Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2013*, 2014
- [17] Deutsche Bundesregierung; *Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV)*, Bundesgesetzblatt, 1992
- [18] Deutsches Institut für Normung e.V.; *DIN 1998: Unterbringung von Leitungen und Anlagen in öffentlichen Flächen; Richtlinie für die Planung*, 1978
- [19] Braun; *Reactive power supply by distributed generators*, Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE, 2008, S. 1-8
- [20] Sokal, Michener; *A statistical method for evaluating systematic relationships*, University of Kansas Science Bulletin 38, 1958, S. 1409-1438
- [21] Floyd; *Algorithm 97: Shortest Path*, Communications of the ACM, Band 5, Vol. 6, 1962, S. 345
- [22] Warshall; *A Theorem on Boolean Matrices*, Journal of the ACM, Band 9, Vol. 1, 1962, S. 11–12.
- [23] Luo, Semlyen; *Efficient load flow for large weakly meshed networks*, Power Systems, IEEE Transactions on 5.4, 1990, S. 1309-1316
- [24] Deutsches Institut für Normung e.V.; *DIN EN 60909: Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Teil 0: Berechnung der Ströme (IEC73/162/CD:2012)*, 2012
- [25] OpenStreetMap; <http://www.openstreetmap.org>, 2015